

Инженерная школа природных ресурсов  
 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

Тема работы
«Организация технологических процессов приема, хранения и отгрузки нефти на примере объекта Томской области»

УДК 622.69(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Мамаев А.А.		11.06.2021

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Шадрина А.В.	Д. Т. Н.		11.06.2021

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСЭН	Клемашева Е.И.	К. Э. Н.		11.06.2021

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель ООД	Фех А.И.	—		11.06.2021

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	К. П. Н.		11.06.2021

## РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров

По направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-1, УК(У)-2, УК(У)-3, УК(У)-6, УК(У)-7, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-4, УК(У)-5, УК(У)-8, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-23, ПК(У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-2, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Р7	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ОПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
Р8	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
Р9	Владеть методами и средствами для выполнения работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.055 "Специалист по эксплуатации нефтепродуктоперекачивающей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов".</i>

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

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
2Б7А	Мамаеву Алексею Андреевичу

Тема работы:

«Организация технологических процессов приема, хранения и отгрузки нефти на примере объекта Томской области»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	05.02.2021 г. №36-80/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	11.06.2021 г.
--	---------------

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объектом исследования в работе выбран ПСП «Александровское», в составе НПС.          Режим работы СИКН на ПСП: непрерывный/периодический.          Требования к перекачиваемой нефти: ГОСТ Р 51858-2002.</p>
---	---

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Изучить нормативно-техническую документацию по проведению приемосдаточных операций. Проанализировать эксплуатационные особенности резервуаров и СИКН. Проанализировать методы измерения количества и показателей качества. Привести технологический расчет модельного трубопровода, необходимый для определения суммарного объема резервуарных парков.</p>
<p><b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Рисунки, таблицы</p>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Клемашева Е.И., доцент ОСГН</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Фех А.И., старший преподаватель ООД</p>

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>25.01.2021</p>
--	-------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Шадрина Анастасия Викторовна	д.т.н.		25.01.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Мамаев Алексей Андреевич		25.01.2021

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б7А	Мамаеву Алексею Андреевичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>Нефтегазового дела</b>
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки».

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Бюджет проекта – не более 200000 руб., в том числе затраты на оборудование – не более 30000 руб.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Накладные расходы – 16%; Районный коэффициент – 1,3; Дополнительная заработная плата – 15%; Премии – 30%.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды – 30,2 %</i>

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

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение сегментирования. Анализ конкурентных технических решений, SWOT-анализ.</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Определение этапов работ, трудоемкости работ; разработка графика Ганта; Составление календарного плана проекта. Формирование бюджета НИИ</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Определение показателей ресурсоэффективности научного исследования</i>

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

1. Матрица SWOT
2. График проведения НИ

**Дата выдачи задания для раздела по линейному графику**

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
доцент ОГН ШБИП ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	к.э.н		11.06.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б7А	Мамаев А.А.		11.06.2021

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б7А	Мамаеву Алексею Андреевичу

<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:

Организация технологических процессов приема, хранения и отгрузки нефти на примере объекта Томской области.	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: ПСП Томской области. Область применения: транспортировка и хранение нефти.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 09.03.2021) // Собрание законодательства РФ. – Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда;</li> <li>– Приказ Минтруда России от 15.12.2020 № 903н «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 № 61957)// Глава 27. Охрана труда при выполнении работ на электродвигателях;</li> <li>– Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 № 116-ФЗ (с изменениями от 08.12.2020);</li> <li>– СНиП 2.05.06-85 Магистральные трубопроводы.</li> </ul>
<p><b>2. Производственная безопасность:</b></p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p><b>Вредные факторы:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– повышенный уровень шума</li> <li>– повышенный уровень общей вибрации</li> <li>– повышенная загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны</li> <li>– повышенный уровень статического электричества</li> </ul> <p><b>Опасные факторы:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– движущиеся машины и механизмы оборудования на производстве</li> <li>– поражение электрическим током</li> <li>– Пожаро- и взрывоопасность</li> </ul>

<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<b>Атмосфера:</b> выбросы загрязняющих веществ. <b>Гидросфера:</b> загрязнение сточных вод <b>Литосфера:</b> загрязнение поверхности почвы отходами, строительным и бытовым мусором, загрязнение хим. веществами.
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<b>Возможные ЧС:</b> взрыв, возгорание, землетрясение, смерч. <b>Наиболее типичная ЧС:</b> утечка нефти, разрыв трубопровода, пожар.

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	—		11.06.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Мамаев Алексей Андреевич		11.06.2021



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 2020/2021 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	11.06.2021 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.01.2021	<i>Введение</i>	5
02.02.2021	<i>Обзор литературы</i>	15
04.04.2021	<i>Эксплуатационные особенности резервуаров и СИКН</i>	20
27.04.2021	<i>Характеристика объекта исследования</i>	15
31.04.2021	<i>Технологический расчет модельного трубопровода</i>	10
16.06.2021	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
25.05.2021	<i>Социальная ответственность</i>	10
10.06.2021	<i>Заключение</i>	5
12.06.2021	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Шадрина Анастасия Викторовна	д.т.н.		11.06.2021

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В.	к.п.н.		11.06.2021

## Сокращения

НПС – нефтеперекачивающая станция  
 ГНПС – головная нефтеперекачивающая станция  
 ПСП – приемо-сдаточный пункт  
 НПЗ – нефтеперерабатывающий завод  
 НБ – нефтебаза  
 СИКН – система измерений количества и показателей качества нефти  
 СОД – средство очистки и диагностики  
 БФ – блок фильтров  
 СИ – средство измерения  
 МТ – магистральный трубопровод  
 МН – магистральный нефтепровод  
 МНПП – магистральный нефтепродуктопровод  
 РВС – резервуар вертикальный стальной  
 ПРП – приемо-раздаточный патрубок  
 БИЛ – блок измерительных линий  
 БИК – блок измерений показателей качества  
 ПЗУ – пробозаборное устройство  
 ПУ – поверочная установка  
 СОИ – система сбора и обработки информации  
 КМХ – контроль метрологических характеристик  
 РНУ – районное нефтепроводное управление  
 СДКУ – система диспетчерского контроля и управления  
 ТДП – территориальный диспетчерский пункт

					<i>Организация технологических процессов приема, хранения и отгрузки нефти на примере Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Мамаев А. А.</i>		<i>11.06</i>	Сокращения	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А. В.</i>		<i>11.06</i>			<i>10</i>	<i>124</i>
<i>Консульт.</i>						Отделение нефтегазового дела группа 2Б7А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О. В.</i>		<i>11.06</i>				

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 124 страниц, 10 рисунков, 24 таблиц, 35 источников литературы.

*Ключевые слова:* нефть, нефтеперекачивающие станции, резервуары, методы измерений массы нефти, система измерений количества и показателей качества.

*Объект исследования:* ПСП «Александровское» в составе НПС, расположенные на территории Томской области.

*Цель работы:* разработка предложений по организационно-техническому обеспечению приема, хранению и отгрузки нефти на примере ПСП.

*В процессе исследования:* был проведен литературный обзор по основным сооружениям, осуществляющим прием хранение и отгрузку нефти. Рассмотрена нормативно-техническая документация по эксплуатационным особенностям резервуаров и СИКН. Рассмотрены вопросы социальной ответственности, финансового менеджмента, ресурсоэффективности.

*В результате исследования:* проведен анализ необходимых конструктивных и технических особенностей объектов, осуществляющих прием, хранение, учет и отгрузку нефти. Рассмотрен объект ПСП «Александровское» и его элементы. Проведен расчет модельного трубопровода с целью определения суммарного полезного объема резервуарных парков

					Организация технологических процессов приема, хранения и отгрузки нефти на примере Томской области			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Мамаев А.А.		11.06	Реферат	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Шадрина А.В.		11.06			11	124
<i>Консульт.</i>						Отделение нефтегазового дела		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.		11.06		группа 2Б7А		

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	15
1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС ПРИЕМА, ХРАНЕНИЯ И ОТГРУЗКИ НЕФТИ .....	16
1.1 Основные сооружения, осуществляющие прием, хранение и отгрузку нефти и нефтепродуктов. ....	16
1.2 Технологические процессы приема, хранения и отгрузки на примере ГНПС .....	17
1.3 Взаимодействие поставщика и системы магистрального трубопровода .....	19
2. РЕЗЕРВУАРЫ .....	24
2.1 Требования к метрологическому обеспечению резервуаров .....	26
2.2 Прием нефти в резервуары.....	29
2.2.1 Технологическая карта резервуаров .....	29
2.2.2 Особенности режима эксплуатации резервуаров .....	30
2.2.3 Верхний и нижний аварийные уровни нефти в резервуарах.....	32
2.2.4 Обвязка резервуаров .....	33
2.3 Измерения и учет количества нефти.....	34
2.4 Отбор проб нефти из резервуаров .....	37
3. МЕТОДЫ ИЗМЕРЕНИЙ МАССЫ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ .....	39
3.1 Методики измерений массы нефти и нефтепродуктов .....	41
3.1.1 Методика измерений массы нефти и нефтепродуктов косвенным методом динамических измерений	41

					<i>Организация технологических процессов приема, хранения и отгрузки нефти на примере Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Мамаев А.А.</i>		<i>11.06</i>	Содержание	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>		<i>11.06</i>			<i>12</i>	<i>124</i>
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>		<i>11.06</i>		Отделение нефтегазового дела группа 2Б7А		

3.1.2	Методика измерений массы нефти и нефтепродуктов прямым методом динамических измерений .....	45
3.1.3	Методика измерений массы нефти и нефтепродуктов косвенным методом статических измерений .....	48
4.	СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ .....	56
4.1	Задачи и функции СИКН и СИКПН .....	56
4.2	Состав СИКН и СИКПН.....	60
4.3	Требования безопасности СИКН и СИКПН .....	69
5.	РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ .....	71
5.1	Характеристика объекта.....	71
5.1.1	Система приема перекачки нефти через СИКН .....	74
5.1.2	Сведения о климатических условиях.....	77
5.2	Алгоритм технологического расчета модельного нефтепровода .....	79
5.2.1	Технологический расчет модельного трубопровода для определения суммарного объема резервуарных парков.....	80
6	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	87
6.1	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	87
6.1.1	Анализ конкурентных технических решений .....	87
6.1.2	SWOT-анализ.....	89
6.2	Планирование научно-исследовательских работ .....	91
6.2.1	Структура работ в рамках научного исследования .....	91
6.2.2.	Определение трудоемкости выполнения работ .....	91

					Содержание	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

6.2.3. Разработка графика проведения научного исследования.....	92
6.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ) .....	95
6.3.1 Расчет затрат на специальное оборудование для проведения исследования.....	96
6.3.2 Основная заработная плата исполнителей исследования.....	96
6.3.3 Дополнительная заработная плата исполнителей исследования....	97
6.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды .....	99
6.3.5 Накладные расходы .....	99
6.3.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта .....	100
6.4 Определение ресурсоэффективности.....	100
Заключение .....	102
<b>7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....</b>	<b>103</b>
Введение.....	103
7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .	103
7.1.1. Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства .....	103
7.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....	104
7.3 Производственная безопасность .....	105
7.4 Экологическая безопасность.....	112
7.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	114
7.5.1 Мероприятия по предотвращению ЧС .....	114
Выводы по разделу .....	116
Заключение .....	117
Список использованных источников .....	120

					<i>Содержание</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		14

## ВВЕДЕНИЕ

Важнейшая особенность предприятий трубопроводного транспорта это то, что она является связующим звеном с нефтегазодобывающей и нефтеперерабатывающей промышленностью, с одной стороны, и потребителями, с другой стороны. В основе деятельности такого предприятия лежат такие технологические процессы как прием, хранение и отгрузка нефти. Особую важность и **актуальность** приобретают бесперебойность поставок, точность учета, соответствие определенным требованиям качества. Эти процессы в полной мере должны быть реализованы на приемо-сдаточных пунктах, включающих СИКН, резервуары, трубопроводы и вспомогательное оборудование.

**Целью работы** является разработка предложений по организационно-техническому обеспечению приема, хранению и отгрузки нефти на примере ПСП.

Для успешного достижения обозначенной цели, необходимо выполнить следующие **задачи**:

- изучить нормативно-техническую документацию и специальную литературу по теме работы;
- анализ особенности эксплуатации резервуаров и СИКН;
- рассмотрение особенностей приемо-сдаточного процесса;
- проведение технологического расчета модельного трубопровода для определения объема резервуарного парка.

**Объект исследования.** ПСП «Александровское» в составе НПС, расположенные на территории Томской области.

**Предмет исследования.** Основные эксплуатационные особенности резервуаров и СИКН.

					Организация технологических процессов приема, хранения и отгрузки нефти на примере Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Мамаев А.А.		11.06	<b>Введение</b>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.		11.06			15	124
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		11.06				

# 1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС ПРИЕМА, ХРАНЕНИЯ И ОТГРУЗКИ НЕФТИ

## 1.1 Основные сооружения, осуществляющие прием, хранение и отгрузку нефти и нефтепродуктов.

Процессы приема, хранения и отгрузки присутствуют на различных сооружениях. К ним относятся нефтеперекачивающие станции и нефтебазы.

Нефтеперекачивающая станция (НПС) – площадочный объект магистрального трубопровода, который предназначен для приема, хранения, учета нефти или нефтепродуктов, а также поддержания требуемого режима перекачки [2]. НПС магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов подразделены на головные (ГНПС) и промежуточные. ГНПС располагаются в близости от нефтяных промыслов или нефтеперерабатывающих заводов. Их предназначение – это прием нефти и нефтепродуктов, а также обеспечение их дальнейшей транспортировки по нефте/нефтепродуктопроводу. Промежуточные НПС предназначены для поддержания необходимого давления в магистральном нефтепроводе в процессе перекачки. В отличие от головных НПС в составе промежуточных, как правило, не предусмотрены: резервуарный парк, подпорная насосная и узел учета.

Нефтебаза – это промышленный объект, который включает в себя ряд сооружений и установок, выполняющих функции приема нефтепродуктов, их хранения и последующего отпуска основным потребителям [2]. Основное предназначение нефтебаз – сглаживание объема поставок для обеспечения бесперебойного снабжения таких объектов как: промышленные предприятия, транспортные, объекты сельского хозяйства и другие потребители. Нефтебазы позволяют обеспечить необходимое количество и ассортимент

<i>Организация технологических процессов приема, хранения и отгрузки нефти на примере Томской области</i>					
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	
<i>Разраб.</i>		<i>Мамаев А.А.</i>		<i>11.06</i>	
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>		<i>11.06</i>	
<i>Консульт.</i>					
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>		<i>11.06</i>	
Технологический процесс приема, хранения и отгрузки нефти					
			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
				<i>16</i>	<i>124</i>
Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А					



нефтепродуктов, а также сохранить их качество и уменьшить потери при приеме, хранении и отпуске потребителям.

## 1.2 Технологические процессы приема, хранения и отгрузки на примере ГНПС

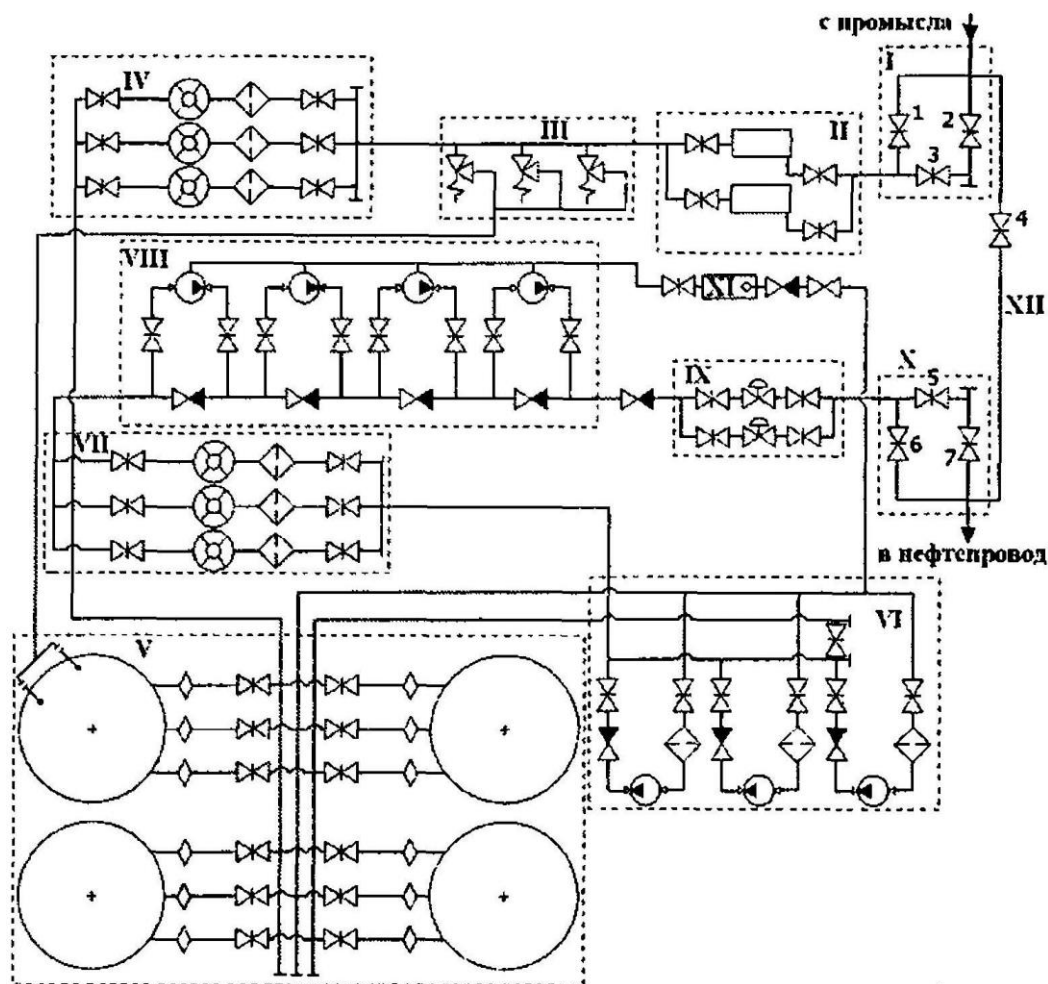


Рисунок 1 – Принципиальная схема ГНПС [2]

I – камера приема СОД; II – Блок фильтров (Площадка с несколькими фильтрами-грязеуловителями); III – узел предохранительных клапанов; IV, VII – узел учета (СИКН); V – РП; VI – насосная внутренней перекачки (подпорная); VIII – насосная внешней перекачки (магистральная); IX – площадка регуляторов давления (РД); X – камера пуска СОД; XI – емкость сбора утечек с погружным насосом (аварийная емкость); XII – байпасная (обводная) линия.

При транспорте нефти от нефтегазодобывающих компаний по магистральным трубопроводам на конечную ГНПС она поступает по отводу.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Основной схемой технологического процесса приема и последующей перекачке (отпуска на НПЗ, Нефтебазу или магистральный нефтепровод) является схемы «через резервуары» и «с подключенными резервуарами».

По подводящему трубопроводу нефть поступает на входной коллектор ГНПС с определенным давлением через приемные задвижки, которые расположены на площадке пуска-приема СОД, после чего направляется на блок фильтров (БФ) (фильтры-грязеуловители). В БФ контролируются перепады давления и при превышении максимального перепада давления, равном 0,05 МПа и более, на рабочих фильтрах, их отключают и очищают. Для очистки фильтров-грязеуловителей отключают задвижки на рабочей линии БФ, открывая при этом задвижки резервной линии. После БФ, очищенная от парафино-смолистых отложений, механических примесей и прочих посторонних предметов, нефть, через СИКН, поступает в товарные резервуары. В технологических трубопроводах и арматуре резервуарного парка возможна внештатная ситуация в виде превышения давления, которая может привести к аварии. Поэтому в качестве меры безопасности на них устанавливаются специальные предохранительные клапана. Их предназначением является сброс давления в специально предусмотренные для этого технологические резервуары. После каждого сброса нефти через предохранительные клапана, сбросные линии должны быть освобождены от нефти. После заполнения резервуаров, либо нефть подвергается резервному, для НПЗ, измерению количества и отбора проб для определения показателей качества, либо последующей перекачке на СИКН. Для последующей подачи нефти с товарных резервуаров к магистральным насосным станциям предусмотрены подпорные станции. Из резервуаров нефть откачивается насосными агрегатами внутренней перекачки, через СИКН и предохранительные клапаны подается на прием магистральной насосной. Предохранительные клапаны настроены на определенное давление и предназначены для защиты технологических трубопроводов и арматуры, между подпорной и магистральной насосной, от повышения давления. С

					<i>Технологический процесс приема, хранения и отгрузки нефти</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		18

помощью СИКН, настроенную на определенные суммарную производительность и давление, ведется коммерческий и оперативный учет нефти, с помощью автоматизированных средств измерения (СИ) или предусмотренного отбора пробы с последующим ее анализом в испытательной лаборатории.

На участке трубопровода от магистральной насосной до объекта приема учтенной нефти, установлен узел регулирования давления для поддержания требуемых величин давления. В узле регулирования давления установлены регулирующие заслонки с требуемым давлением на требуемую суммарную производительность.

### **1.3 Взаимодействие поставщика и системы магистрального трубопровода**

ПАО «Транснефть» крупнейшая в мире нефтепроводная компания, которая владеет 68 тыс. км магистральных трубопроводов, более 500 перекачивающими станциями и более 24 млн. кубометров резервуарных емкостей. Компания транспортирует 83% добываемой в России нефти и 30% произведенных в России нефтепродуктов.

ПАО «Транснефть» является связующим звеном между грузоотправителем и грузополучателем, предоставляя услуги транспортировки по магистральным трубопроводам, которые включают в себя перекачку нефти/нефтепродуктов по МТ с учетом ответвлений и подключений, а также прием в систему МТ и сдаче на конечном пункте транспортировки.

Грузоотправитель – организация, владеющая нефтью/нефтепродуктами и потребитель транспортных услуг, которая сдает продукт на перекачку и указывается в договоре по перекачке в качестве отправителя.

Грузополучатель – организация, которая является получателем нефти/нефтепродуктов на конечном пункте перекачки и подписывающая акты приема-сдачи.[2]

					Технологический процесс приема, хранения и отгрузки нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

Прежде чем нефть или нефтепродукты поступают в систему магистральных трубопроводов они поступают в начальный ПСП маршрута транспортировки (Пункт отправления) в котором происходит прием от грузоотправителя. После чего составляется акт приема-сдачи нефтепродуктов, документ, оформляемый как в пунктах отправления, так и пунктах назначения, тем самым подтверждая прием и сдачу нефти/нефтепродуктов.

По завершении маршрута транспортировки нефть поступает в конечный приемо-сдаточный пункт, который называется Пункт назначения, где также составляется акт приема-сдачи нефтепродуктов и маршрутная телеграмма. Маршрутная телеграмма оформляется ПАО «Транснефть» и направляется в организации ее системы для осуществления приемо-сдаточных и сливо-наливных операций, а также перекачке и перевалке по МТ нефти/нефтепродуктов грузоотправителя.

Таблица 1 – Права и обязанности грузоотправителя [1]

Грузоотправитель обязуется	Грузоотправитель имеет право
1	2
<ul style="list-style-type: none"> <li>❖ Предоставить месячную заявку на планируемые к транспортировке объемы нефтепродуктов;</li> <li>❖ Предъявлять для транспортировки нефтепродукт, соответствующий требованиям стандарта для конкретной марки нефтепродукта, удостоверенный паспортом НПЗ-производителя, содержащим сведения о декларации(сертификате) соответствия и стандарте;</li> <li>❖ Обеспечить сдачу нефтепродукта в пункте(ах) отправления в количестве и сроки, согласованные сторонами в графике приема;</li> <li>❖ Оплатить Транснефти услуги по транспортировке нефтепродуктов независимо от факта потребления таких услуг, за исключением случаев, когда услуги не были оказаны по вине Транснефти, возникновения обстоятельств непреодолимой силы, предусмотренных законодательством Российской Федерации, помешавших Грузоотправителю сдать нефтепродукты для транспортировки по системе МНПП в пунктах отправления в количестве, согласованном сторонами в графике приема;</li> <li>❖ Обеспечить доступ представителей транснефти на ПСП Грузоотправителя для осуществления проверок состояния систем измерений количества и показателей качества нефтепродуктов, резервных схем учета, работы ИЛН по проведению испытаний нефтепродуктов и ведения операций приема-сдачи нефтепродуктов;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>❖ Корректировать количество и качество (изменение марки) подлежащих транспортировке Нефтепродуктов, сроки начала и окончания поставок Нефтепродуктов, Пункты отправления и Пункты назначения при наличии технической возможности по согласованию с Транснефтью;</li> <li>❖ Получать в Транснефти копии маршрутных телеграмм;</li> <li>❖ Обратиться в Транснефть с предложением о проведении совместных действий по увеличению существующей загрузки системы МНПП.</li> <li>❖ Осуществлять проверки состояния систем измерений количества и показателей качества Нефтепродуктов, резервных схем учета, работы ИЛН по проведению испытаний нефтепродуктов и ведения операций приема-сдачи Нефтепродуктов в Пунктах отправления и Пунктах назначения. Проверки проводятся на основании согласованного Транснефтью и Грузоотправителем – владельцем СИКН годового графика.</li> </ul>

## Окончание таблицы 1[1]

1	2
<ul style="list-style-type: none"> <li>❖ Обеспечить прием нефтепродуктов в пункте назначения при сдаче Нефтепродуктов на НБ (РБ), не входящие в систему МНПП ОАО "АК "Транснефть" – путем предоставления подтверждения о готовности приема Нефтепродуктов Грузоотправителя и наличия свободных резервуарных емкостей;</li> <li>❖ Обеспечивать учет нефтепродуктов в приемо-сдаточных пунктах;</li> <li>❖ Своевременно, не позднее 3 дней после получения Актов приема-сдачи нефтепродуктов, оформленных в пункте назначения, направлять их в подписанном виде в Транснефть;</li> <li>❖ Информировать Транснефть об аварийных ситуациях, обстоятельствах непреодолимой силы, о возможном изменении количества сдачи Нефтепродуктов в систему МНПП и о других действиях и событиях, с указанием их причины, возможной продолжительности и последствиях, в срок не позднее 24 часов с момента возникновения указанных обстоятельств;</li> <li>❖ Не позднее 10 дней с даты оформления Актов приема – сдачи нефтепродуктов в систему МНПП обеспечить предоставление в Транснефть подтверждения о готовности приема нефтепродуктов Грузоотправителя и наличия свободных резервуарных емкостей при транспортировке Нефтепродуктов со сдачей на НБ (РБ);</li> <li>❖ Подписать и обеспечить доставку в Транснефть полученных Грузоотправителем или направленных ему актов оказанных услуг по транспортировке Нефтепродуктов по территории Российской Федерации;</li> <li>❖ Представить в Транснефть письмо с указанием в нем Грузополучателя в пункте назначения для выпуска Маршрутной телеграммы, на транспортировку нефтепродукта в направлении ЛПДС (НП, АНП, НС, ПСП), входящих в систему МНПП.</li> </ul>	

### Таблица 2 – Права и обязанности Транснефти [1]

Транснефть обязуется	Транснефть имеет право
1	2
<ul style="list-style-type: none"> <li>❖ Принять к рассмотрению представленную Грузоотправителем Месячную заявку;</li> <li>❖ Не позднее 25 числа месяца, предшествующего месяцу приема, сформировать и направить Грузоотправителю для подписания График приема нефтепродуктов на месяц;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>❖ Для исполнения обязательств, предусмотренных Договором, привлекать третьих лиц для выполнения работ (услуг), в том числе организации системы «Транснефть», имеющих необходимые разрешительные документы;</li> <li>❖ Увеличить срок транспортировки Нефтепродуктов на количество дней, в течение</li> </ul>

Продолжение таблицы 2 [1]

1	2
<p>❖ Письменно, в возможно короткие сроки (до начала Месяца приема), информировать Грузоотправителя об отсутствии технической возможности приема в систему МНПП и транспортировки Нефтепродукта по направлениям, указанным в поданной Месячной заявке;</p> <p>❖ При получении от Грузоотправителя корректировок качества Нефтепродуктов, корректировок Пунктов отправления и Пунктов назначения до начала приема Нефтепродуктов в систему МНПП сформировать Уточненный график приема;</p> <p>❖ Обеспечить прием Нефтепродуктов в Пункте(ах) отправления в количестве и сроки, согласованные Графиком приема (Уточненным графиком приема) или Дополнительным графиком приема;</p> <p>❖ Обеспечить оформление Актов приема – сдачи нефтепродуктов и Паспортов при приеме Нефтепродуктов в Пункте(ах) отправления;</p> <p>❖ Обеспечить транспортировку Нефтепродуктов до Пункта назначения, при этом Стороны согласны с тем, что, исходя из технологических особенностей последовательной перекачки разнородных Нефтепродуктов, сроки транспортировки зависят от условий формирования минимальных партий односортных Нефтепродуктов.</p> <p>❖ В целях исполнения обязательств по Договору обеспечить эффективную работу системы МНПП путем координации и обеспечения своевременной диагностики, технического обслуживания и ремонта соответствующих объектов и оборудования;</p> <p>❖ Определить надлежащим образом (доверенностью с образцом подписи и приложением печати организации) уполномоченных представителей для подписания Графиков приема (Уточненных графиков приема), Дополнительных Графиков приема, актов оказанных услуг по транспортировке Нефтепродуктов, актов сверки взаиморасчетов по оплате услуг, счетов на оплату, а также счетов-фактур. Определить надлежащим образом (доверенностью с образцом подписи и приложением печати организации) уполномоченных представителей для подписания Актов приема – сдачи нефтепродуктов в Пунктах отправления и в Пунктах назначения;</p> <p>❖ Предоставлять Грузоотправителю оригиналы Актов приема-сдачи нефтепродуктов, оформленных в Пунктах назначения, по месту нахождения Транснефти либо в Пунктах назначения.</p> <p>❖ Сдать Нефтепродукты в Пункте назначения с оформлением Актов приема – сдачи нефтепродуктов и Паспортов;</p> <p>❖ Оформить акты оказанных Грузоотправителю услуг по транспортировке</p>	<p>которых Транснефть была лишена возможности осуществлять транспортировку Нефтепродуктов;</p> <p>❖ Отказать Грузоотправителю в приеме Нефтепродуктов в случаях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– несоответствия качества Нефтепродуктов требованиям Договора;</li> <li>– неисполнения требований нормативно-технической документации;</li> </ul> <p>❖ Осуществлять в Пунктах отправления и в Пунктах назначения, не принадлежащих ОСТ, проверки состояния систем измерений количества и показателей качества нефтепродуктов, резервных схем учета, испытательных лабораторий и ведения операций приема-сдачи Нефтепродуктов.</p> <p>❖ Предоставлять Грузоотправителю в электронном виде информацию о выпуске маршрутных телеграмм, выдаче счетов на предоплату, а также другую информацию, связанную с исполнением Договора, если Сторонами будет заключено отдельное Соглашение.</p>

Окончание таблицы 2 [1]

1	2
<p>Нефтепродуктов по территории Российской Федерации за Отчетный месяц, счета-фактуры за услуги по транспортировке Нефтепродуктов;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>❖ Оформить и выдать акты сверки взаиморасчетов по оплате услуг;</li> <li>❖ Осуществлять проверки состояния и применения средств и систем измерений количества и показателей качества Нефтепродуктов, основной и резервной схем учета на начальных и конечных пунктах приема-сдачи нефтепродуктов;</li> <li>❖ Обеспечить доступ представителей Грузоотправителя на ПСП, на которых осуществляется прием или сдача нефтепродуктов Грузоотправителя, для осуществления проверок состояния систем измерений количества и показателей качества Нефтепродуктов, резервных схем учета, работы ИЛН по проведению испытаний нефтепродуктов, и ведения операций приема-сдачи Нефтепродуктов;</li> <li>❖ Информировать Грузоотправителя обо всех известных обстоятельствах, препятствующих исполнению обязательств по приему Нефтепродуктов в систему МНПП в количестве и сроки, согласованные Сторонами в Графике приема (Уточненном графике приема) или Дополнительном графике приема - не позднее 24-х часов с момента возникновения аварийной ситуации, обстоятельств непреодолимой силы и других действиях и событиях, препятствующих исполнению обязательств, с указанием причины, возможной продолжительности и последствиях.</li> </ul>	

## 2. РЕЗЕРВУАРЫ

Вертикальные цилиндрические стальные резервуары типа РВС, РВСП, РВСПК и РВСПА объемом от 100 до 50000 м<sup>3</sup> применяются на объектах магистрального трубопровода в качестве строительных сооружений для выполнения задач по приему, накоплению, хранению, а также ведения измерений объема и сдачи нефти.

Объекты, такие как НПС, трубопроводного транспорта нефти, оснащенные резервуарами, в зависимости от схемы присоединения насосов и резервуаров, осуществляют перекачку:

– **через резервуары;**

По данной схеме перекачки нефть поочередно принимается в один или группу резервуаров, а отпуск осуществляется из другой группы резервуаров. Схема применима для учета и сохранения качества перекачиваемой нефти.

– **с подключенными резервуарами;**

По данной схеме перекачки резервуары служат звеном, компенсирующим неравномерность подачи нефти с предыдущей НПС и последующей откачки на следующую.

– **из насоса в насос;**

Данная схема характерна для промежуточных НПС, где резервуары используются в качестве аварийной емкости при авариях или ремонтных работах на линейной части.

Перечень оборудования и конструктивных элементов вертикальных цилиндрических стальных резервуаров в зависимости от их типа приведен в таблице 3.[13]

					<i>Организация технологических процессов приема, хранения и отгрузки нефти на примере Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Мамаев А.А.</i>		<i>11.06</i>	<b>Резервуары</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>		<i>11.06</i>			<i>24</i>	<i>124</i>
<i>Консульт.</i>						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>		<i>11.06</i>				



Таблица 3 – Основное оборудование резервуаров [15]

№ п/п	Наименование оборудования	Наличие в резервуаре		
		РВС	РВСП, РВСПА	РВСПК
1	ПРП	+	+	+
2	Приемо-раздаточное устройство	+	+	+
3	СКНР	+ <sup>1)</sup>	+ <sup>1)</sup>	+ <sup>1)</sup>
4	СРДО <sup>2)</sup> , в том числе типа «Диоген»	+	+	+
5	Кран сифонный	+	+	+
6	Люк-лазы в первом поясе	+	+	+
7	Люк-лазы во втором(третьем) поясе	–	+	+
8	Люк световой <sup>3)</sup>	+	+	+
9	Люк смотровой <sup>3)</sup>	–	+	+
10	Люк монтажный	+	+	+
11	Люк замерный	+	+	+
12	Дыхательный клапан	+	–	–
13	Предохранительный клапан	+	–	–
14	Аварийный клапан	+	– <sup>4)</sup>	–
15	Вентиляционный патрубок	–	+	–
16	Пробоотборник <sup>2)</sup>	+	+	– <sup>5)</sup>
17	Водоспуск	–	–	+
18	Система подогрева (опционально)	+	+	+
19	Система охлаждения <sup>6)</sup>	+	+	+
20	Система пожаротушения <sup>6)</sup>	+	+	+
20.1	в том числе пожарные извещатели	+	+	+
21	Установка газового пожаротушения (опционально)	+	+	–
22	Сигнализатор верхнего допустимого уровня	+	+/-	+
23	Уровнемер (измеритель уровня)	+	+	+
24	Многоточечный датчик средней температуры нефти	+	+	+
25	Датчик гидростатического давления (опционально)	+	+	+
26	Датчик (типа мановаккуумметр) для контроля давления в паровоздушном пространстве под стационарной крышей резервуара	+	+	–
27	Датчик подтоварной воды (опционально)	+	+	+

<sup>1)</sup> Необходимость установки СКНР определяется по РД-23.020.00-КТН-018-14.

<sup>2)</sup> В резервуарах для светлых нефтепродуктов вместо люка для СРДО устанавливается пробоотборник.

<sup>3)</sup> Осмотр внутреннего пространства резервуара может проводиться как через смотровые, так и через световые люки.

<sup>4)</sup> Для РВСП при наличии автоматических установок газового пожаротушения предусматриваются вентиляционные аварийные устройства согласно РД-23.020.00-КТН-018-14.

<sup>5)</sup> Устанавливается по требованию эксплуатирующей организации на РВСПК, предназначенных для осуществления приема, накопления, измерения объема, сдачи нефтепродуктов при проведении планового капитального ремонта или технического перевооружения резервуара.

<sup>6)</sup> Необходимость применения систем охлаждения и пожаротушения для резервуаров определяется по РД-13.220.00-КТН-142-15.

## 2.1 Требования к метрологическому обеспечению резервуаров

Резервуары, используемые на НПС при инвентаризации, а также оперативных и приемо-сдаточных операциях, как правило, предстают резервным средством измерения, реализующим косвенный метод статистических измерений объема продукта. На каждый резервуар в РП, вне зависимости от его объема и формы, использующийся для таких операций, составляется градуировочная (калибровочная) таблица, в которой устанавливается соотношение между объемом и наливом углеводородной жидкости в резервуаре, в пределах допустимой погрешности.

Градуировочная таблица - это документ, служащий для определения вместимости резервуара по уровню его заполнения. Она используется для определения объема нефти или нефтепродукта по результатам посантиметрового замера уровня (с поправками на вместимость по каждому миллиметру). [11]

Градуировочные таблицы составляются двумя методами: объемными или геометрическими.

Суть объемного метода составления градуировочной таблицы заключается в непосредственном измерении объема и уровня жидкости, которая заливается в резервуар. В качестве измерителей объемов жидкости счетчики или емкости, специализированные и калиброванные для этих целей (мерники). Объемный метод применим для любых резервуаров, вне зависимости от их конфигурации, с целью определения их вместимости, а на точность градуировки не влияет их форма и наличие геометрических несовершенств. Данный метод имеет ряд недостатков, в том числе: градуировка с помощью мерников, из-за их малых объемов, будет требовать весьма продолжительного времени для резервуаров большой вместимости; при использовании счетчиков, процесс градуировки резервуаров большой вместимости значительно ускорится, но их вместимость будет определена с погрешностью, которая соответствует погрешности счетчика.

					Резервуары	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

Достоинством геометрического метода можно отметить его доступность и простоту осуществимости с технической точки зрения. При данном градуировочные таблицы составляются расчетным способом.

Объем резервуара типа РВС определяют по формуле [2]:

$$V = \sum_{i=1}^n V_i = \frac{\pi}{4} \cdot \sum_{i=1}^n D_i^2 \cdot h_i, \quad (2.1)$$

где  $V_i$ ,  $D_i$ ,  $h_i$  – соответственно объем, внутренний диаметр и высота  $i$ -го пояса.

Определение внутренних диаметров поясов резервуара рассчитывается по формуле [2]:

$$D_i = \frac{L_i}{\pi} - 2 \cdot \delta_i, \quad (2.2)$$

где  $L_i$  - длина окружности  $i$ -го пояса;  $\delta_i$  - толщина его стенки.

Величина  $L_i$  находится как среднее значение трех измерений: в нижнем, среднем и верхнем сечении, что соответствует измерениям на расстоянии 50-100 мм от верхнего и нижнего шва пояса и середине пояса.

Резервуар обмеряет специальная комиссия, которая обмеряет длину окружности поясов с помощью стальной рулетки, имеющей поверительное клеймо государственного типа, с точностью до 1 мм. Длина ленты данной рулетки составляет 20 м с допускаемой погрешностью шкалы  $\pm 5$  мм, при условиях нагрузки 50 Н и температуре 20 °С. При необходимости лента рулетки натягивается до достаточного состояния с помощью таких приспособлений как пружинные весы или груз (через ролик). Также она не должна отклоняться от плоскости измерения и иметь мест с перекрутом. Каждый замер выполняется несколько раз для повышения точности. Кроме того, перед обмеркой, место, на которое будет ложиться рулетка, очищается от грязи и краски вследствие чего обнаруживаются выступы на корпусе резервуара и в измерение вносят поправку на искаженные участки.

Допустимые относительные погрешности градуировки цилиндрических вертикальных стальных резервуаров в зависимости от их вместимости составляют не более указанных в таблице 4.

					Резервуары	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

Таблица 4 – Погрешности градуировки цилиндрических РВС [15]

±0,2 %	для резервуаров от 100 до 3000 м <sup>3</sup>
±0,15 %	для резервуаров свыше 3000 до 5000 м <sup>3</sup>
±0,1 %	для резервуаров свыше 5000 до 50000 м <sup>3</sup>

При составлении градуировочной таблицы предполагается, что резервуар типа РВС является цилиндром идеальной формы. Фактически это не так, поскольку, как правило, имеют место неровности или уклоны днища, а внутри резервуара всегда имеется какое-то оборудование.

Неровности или уклоны днища (хлопуны) образуются во время эксплуатации из-за неравномерной осадки фундамента. Коррекцию на неровности днища лучше всего вносить следующим способом. Резервуар заполняют продуктом и определяют ее объем путем замера уровня и использования градуировочной таблицы. Далее в резервуар закачивают воду с таким расчетом, чтобы были полностью закрыты все неровности днища (при этом нефть оказывается на водяной подушке), и повторяют замер суммарного объема двух жидкостей в емкости. По разности двух замеров находят кажущийся объем воды в резервуаре. Вычитая из него объем фактически закачанной воды, определяют поправку на неровность днища. Аналогично вносится поправка на наличие оборудования внутри резервуара.

При составлении градуировочных таблиц следует также иметь в виду, что вместимость резервуара изменяется за счет упругих деформаций, возникающих под действием гидростатического давления залитой в емкость жидкости. Для резервуаров вместимостью до 500 м<sup>3</sup> эти деформации очень незначительны, и их не учитывают. Вместе с тем такие резервуары рекомендуется обмерять при заполнении их жидкостью на 60-80 %.

Основанием для проведения работ по градуировке резервуаров являются: либо истечение срока действия градуировочных таблиц, либо ввод резервуаров в эксплуатацию после строительства и ремонта, которые могли повлиять на его вместимость, либо изменение номенклатуры внутреннего оборудования резервуаров, а также его габаритов или места установки.

Градуировка резервуаров выполняется предприятием, получившим право (аккредитацию) на проведение указанных работ в порядке, установленном Госстандартом РФ. Перед выполнением измерений вместимости резервуара объемным методом и измерений элементов внутри него при геометрическом методе резервуар должен быть полностью опорожнен и очищен от остатков нефти (нефтепродуктов).

Для каждого резервуара определяется высотный трафарет (базовая высота), т.е. расстояние по вертикали от днища резервуара до постоянной точки измерения – риски замерной планки, расположенной на горловине замерного люка или замерной трубы. Значение высотного трафарета следует проверять ежегодно, а также после капитального ремонта. Измеренную величину наносят на табличку с надписью значения высотного трафарета, вблизи замерного люка.

## **2.2 Прием нефти в резервуары**

### **2.2.1 Технологическая карта резервуаров**

Заполнение и опорожнение резервуара проводятся в пределах параметров, установленных технологической картой (картами). Технологическая карта составляется на этапе перед заполнением резервуаров и подключения их в технологический процесс транспортировки нефти. Она включает в себя следующую информацию:

- Название объекта на котором находится резервуар;
- тип, номер резервуара по техсхеме и наименование (марку) хранимого продукта;
- абсолютную отметку днища и базовую высоту резервуара;
- параметры по строительному номиналу (высота, диаметр, объем);
- оборудование резервуара;
- диаметр и расстояние от днища до верхней образующей ПРП, а также количество ПРП;

					<i>Резервуары</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		29

- максимальную допустимую и расчетную производительность заполнения/опорожнения резервуаров с учетом максимальной скорости движения понтона (плавающей крыши);
- конструктивную высоту стенки и номер технологической группы резервуаров;
- высоту верхнего и нижнего аварийного, допустимого и нормативного уровней разлива;
- объемы по верхним и нижним аварийным, допустимым и нормативным уровням разлива;
- объемы емкости аварийного запаса;
- объемы полезной емкости для товарных операций;
- товарную емкость, выведенную из технологии, товарную емкость РП с учетом этой емкости;
- коэффициент использования полезных емкостей для товарных операций.

Технологическая карта пересматривается и переутверждается через 2 года или при изменении технологической схемы РП, условий эксплуатации или технического состояния резервуаров. [13,15]

### 2.2.2 Особенности режима эксплуатации резервуаров

Максимальная производительность заполнения/опорожнения резервуара должна определяться на основании результатов гидравлических расчетов, выполненных по заданной производительности, вязкости, допустимых скоростей истечения и движения нефти.

Для обеспечения электростатической безопасности скорость нефти в приема-раздаточном патрубке при заполнении резервуаров всех типов после затопления струи не должна превышать максимально допустимой величины: до 5 м/с. Производительность заполнения/опорожнения резервуаров с понтоном (плавающей крышей) определяется расчетом и ограничивается

					Резервуары	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

скоростью перемещения понтона (плавающей крыши). Ограничения скорости подъема/снижения жидкости при заполнении/опорожнении резервуаров с понтоном или плавающей крышей представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Ограничения скорости перемещения понтона (плавающей крыши) [15]

Объем резервуаров	Скорость перемещения понтона (плавающей крыши)
до 700 м <sup>3</sup> включительно	не более 3,5 м/ч
от 700 до 30000 м <sup>3</sup> включительно	не более 6 м/ч
более 30000 м <sup>3</sup>	не более 4,0 м/ч

Заполнение резервуара с понтоном или плавающей крышей делится на два периода:

- от начала заполнения до всплытия;
- от момента всплытия до верхнего аварийного уровня налива.

Опорожнение резервуара с понтоном или плавающей крышей также делится на два периода:

- от начала опорожнения до посадки на опоры;
- от посадки на опоры до минимально допустимого остатка в резервуаре.

В нормальном режиме эксплуатации соответствует второй период заполнения и первый период опорожнения. При нахождении понтона или плавающей крыши на стойках, скорость подъема/снижения жидкости не должна превышать 2,5 м/ч. На резервуарах с понтоном или плавающей крышей при наличии огневого предохранителя и вентиляционных патрубков давление и вакуум не должны быть больше 0,2 кПа (20 мм вод.ст.).

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

При этом расход паровоздушной смеси (воздуха) через все дыхательные клапаны или вентиляционные патрубки с огневыми предохранителями, установленные на резервуаре, не должен превышать 85 % от их суммарной проектной пропускной способности. Пропускную способность вентиляционных патрубков с огневыми предохранителями принимают по пропускной способности огневых предохранителей соответствующего диаметра. При необходимости увеличения подачи или откачки нефти из резервуаров приводят пропускную способность дыхательной арматуры в соответствие с новыми условиями.

В резервуарах со стационарной крышей согласно ГОСТ 31385 должны поддерживаться следующие величины давления и вакуума, если не установлены другие ограничения по результатам технического диагностирования:

- во время эксплуатации рабочее избыточное давление в газовом пространстве должно быть не более 2 кПа (200 мм вод.ст.) и вакуум – не более 0,25 кПа (25 мм вод.ст.);
- предохранительные клапаны должны быть отрегулированы на давление не более 2,4 кПа (240 мм вод.ст.) и вакуум не более 0,25 кПа (25 мм вод.ст.);
- общая производительность предохранительных клапанов, установленных на резервуаре, должна быть равна или больше общей производительности рабочих клапанов. [15]

### **2.2.3 Верхний и нижний аварийные уровни нефти в резервуарах**

Верхний аварийный уровень нефти, то есть уровень заполнения резервуара при котором не допускается дальнейшее заполнение в виду конструктивных особенностей и эксплуатации резервуара. Он определяется в соответствии с планируемым объемом перекачки и регламентируется в технологической карте на каждый резервуар. При этом, для резервуаров, находящихся в длительной эксплуатации и имеющих коррозионный износ и

					<i>Резервуары</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		32



другие дефекты несущих элементов стенки, верхний аварийный уровень нефти устанавливается по результатам технического обслуживания.

Нижний аварийный уровень, то есть уровень при котором не допускается дальнейшее опорожнение резервуара в виду конструктивных особенностей и условий эксплуатации, при котором предотвращается кавитации в системе «резервуар-насос» и воронкообразование в резервуаре. Он также регламентируется технологической картой на резервуар. Расчетный нижний допустимый уровень должен быть выше аварийного уровня на величину, необходимую для устойчивой работы откачивающих агрегатов. Для резервуаров с понтоном или плавающей крышей устанавливается исходя из условия нахождения их на плаву и обеспечения расстояния между днищем и стойками не менее 100 мм. [13,15]

В резервуарах, работающих в режиме «с подключенным резервуаром», при отсутствии в составе РП резервуаров аварийного сброса нефти, верхние нормативные уровни определяются исходя из условия обеспечения запаса свободной емкости для сброса нефти, равной одночасовой максимальной производительности технологического участка. При невозможности создания запаса емкости для одночасового приема нефти, определяется возможный объем резервирования на данном объекте и время, необходимое для заполнения этой резервной емкости, принимаемой нефтью. При резервировании в качестве свободной емкости части резервуаров, остальные резервуары РП могут заполняться до верхнего аварийного уровня.

#### **2.2.4 Обвязка резервуаров**

При приеме нефти последовательно в несколько резервуаров необходимо проверить техническое состояние резервуаров и трубопроводов, открыть задвижку у резервуара, в который будет приниматься нефть, убедиться в ее поступлении, после этого закрыть задвижку резервуара, в который принималась нефть. Одновременное автоматическое переключение

					<i>Резервуары</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		33

задвижек в РП допускается при условии защиты трубопроводов от повышения давления и возможности контроля изменения уровня в резервуаре.

В зависимости от количества трубопроводов, подключенных к резервуарам, различают однопроводную и двухпроводную (рисунок 2) технологические схемы. В первом случае для приема и отпуска нефти используется один и тот же трубопровод, во втором – разные. Для снижения скорости закачки нефти резервуары могут иметь несколько приемо-сдаточных патрубков.

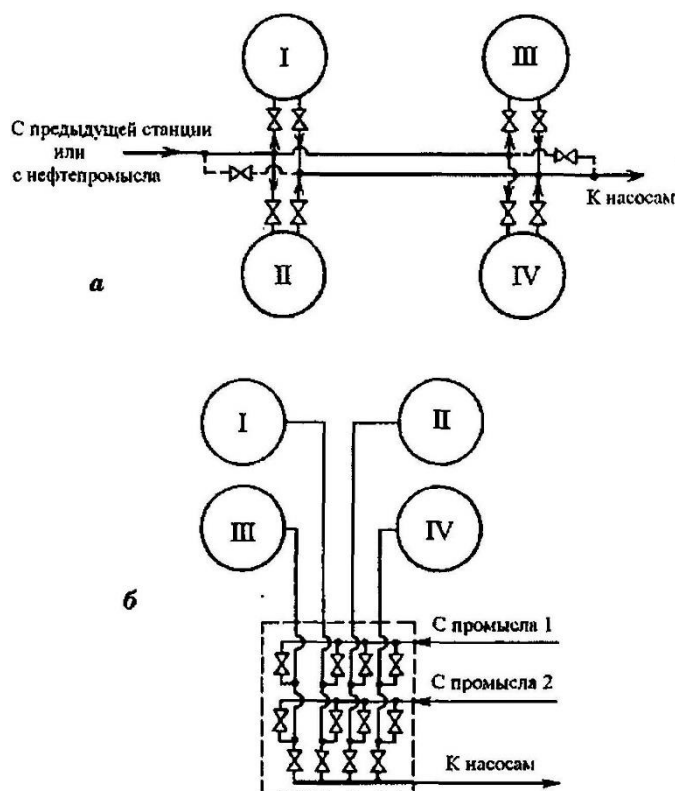


Рисунок 2 – «а» для головных и промежуточных станций; «б» для головных станций; I-IV – номера резервуаров [2]

### 2.3 Измерения и учет количества нефти

Определение массы нефти по градуированным резервуарам выполняют при оперативных измерениях, приема-сдаточных операциях и инвентаризации нефти. Для расчета массы брутто нефти в резервуаре определяют объем, плотность и температуру нефти, для расчета массы нетто дополнительно определяют содержание балласта в нефти.

Предел допускаемой суммарной относительной погрешности измерения массы брутто и нетто в соответствии с [15] составляет:

- при массе брутто нефти до 200 т:

$\pm 0,65$  % - при измерениях массы брутто нефти;

$\pm 0,75$  % - при измерениях массы нетто нефти;

- при массе брутто нефти свыше 200 т:

$\pm 0,50$  % - при измерениях массы брутто нефти;

$\pm 0,60$  % - при измерениях массы нетто нефти.

При измерениях, предусматривающих применение косвенного метода статических измерений по [13,15], определяют следующие массы:

1) брутто нефти в резервуаре - вычисляют как произведение объема нефти и ее плотности, результат измерений которой приведен к условиям измерения объема, или объема и плотности нефти, результаты измерений которых приведены к стандартным условиям;

2) брутто сданной (принятой) нефти - вычисляют как разность массы брутто нефти в резервуаре на момент до проведения операции сдачи (приема) нефти и после ее окончания;

3) нетто сданной (принятой) нефти - вычисляют как разность массы брутто сданной (принятой) нефти и массы балласта;

4) масса балласта - вычисляют по значениям показателей качества нефти, характеризующих содержание в нефти воды, хлористых солей и механических примесей. Указанные показатели определяют в испытательной (аналитической) лаборатории по результатам испытаний объединенной пробы нефти, отобранной из заполненного резервуара.

Измерение уровня нефти в резервуарах проводится с помощью стационарных уровнемеров в соответствии с инструкцией по эксплуатации таких устройств, обеспечивающих точность определения для применения в приемо-сдаточных операциях, а также при проведении инвентаризации нефти.

Допускается измерять уровень нефти в резервуаре вручную измерительной металлической рулеткой с лотом (грузом), с ценой деления

					<i>Резервуары</i>	<i>Лист</i>
						35
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

шкалы 1 мм или другими средствами измерения, допущенными к применению Госстандартом, с аналогичными или лучшими характеристиками. Все средства измерений должны быть поверены и иметь действующие свидетельства о поверке или оттиски поверительных клейм.

Оперативные измерения уровня нефти в процессе заполнения или опорожнения резервуара должны проводиться не реже чем через каждые два часа. При заполнении последнего метра до высоты максимального уровня нефти в резервуаре контроль уровня должен проводиться постоянно.

При приемо-сдаточных операциях измерение уровня в резервуаре проводят после отстоя нефти продолжительностью не менее двух часов с момента окончания заполнения и не менее 10 минут с момента окончания опорожнения резервуара. При измерении уровня вручную проверяют базовую высоту - расстояние по вертикали между горизонтальной площадкой на днище в точке касания лота рулетки и риски планки замерного люка. Полученный результат сравнивают с известной величиной базовой высоты. Разрешается измерения уровня нефти выполнять по высоте пустоты резервуара. Отсчет на ленте рулетки производят с точностью до 1 мм сразу после появления смоченной части ленты рулетки над замерным люком. Для измерения высоты пустоты рулетка с грузом опускается ниже уровня нефти. Высота пустоты находится как разность верхнего и нижнего отсчетов по рулетке. Определение уровня подтоварной воды производят лотом с помощью водочувствительной ленты, пасты или другими измерителями уровня подтоварной воды, сертифицированными Госстандартом.

Для определения уровня подтоварной воды водочувствительную ленту в натянутом виде прикрепляют к поверхности лота с двух противоположных сторон. Водочувствительную пасту наносят тонким слоем (0,2/0,3) мм на поверхность лота полосками с двух противоположных сторон.

Каждый резервуар, независимо от наличия уровнемера, оборудуется сигнализаторами предельных уровней (верхнего и нижнего).

					<i>Резервуары</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		36

Под крышкой замерного люка должна быть проложена медная, свинцовая или резиновая прокладка, чтобы не произошло искрообразование при ударе в случае неосторожного закрытия крышки люка.

Резервуары, используемые для сернистых сортов нефти (где возможно выделение сероводорода), оборудуются приборами, исключающими замеры уровня и отбор проб нефти через замерный люк. При необходимости измерение уровня и отбор проб через замерный люк следует выполнять в фильтрующем противогазе в присутствии наблюдающего (страхующего) работника.

## 2.4 Отбор проб нефти из резервуаров

Отбор проб производится после двухчасового отстоя нефти в резервуаре с момента окончания заполнения. Пробу нефти из резервуара с понтоном или плавающей крышей отбирают из перфорированной колонны.

Точечные пробы нефти отбирают с трех уровней:

- верхнего – на 250 мм ниже поверхности нефти;
- среднего – с середины высоты столба нефти;
- нижнего: для нефти – нижний срез приема-раздаточного патрубка (хлопушки) по внутреннему диаметру. Для резервуара, у которого приема-раздаточный патрубок находится в приемке, за нижний уровень отбора пробы нефти принимают уровень на расстоянии 250 мм от днища резервуара.

Объединенную пробу нефти составляют смешением точечных проб верхнего, среднего и нижнего уровней в соотношении 1 :3: 1. Точечные пробы при высоте уровня нефти в резервуаре не выше 2000 мм отбирают с верхнего и нижнего уровней. Объединенную пробу составляют смешением одинаковых по объему точечных проб верхнего и нижнего уровней.

При отборе пробы с целью определения температуры и плотности нефти пробоотборник необходимо выдержать на заданном уровне до начала его заполнения не менее пяти минут. Допускается вместо выдержки термостатического пробоотборника в течение пяти минут ополаскивать его

					<i>Резервуары</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		37

нефтью, отобранной с уровня, на котором должна быть измерена температура или плотность. Смешение, хранение, упаковка и маркировка отобранных проб производятся в соответствии с требованиями [2].

Температуру нефти в резервуаре определяют с помощью стационарных или переносных датчиков температуры, или путем измерения температуры проб, отбираемых из резервуара по [15]. При отборе точечных проб температуру нефти в пробе определяют немедленно после отбора пробы. При этом переносной пробоотборник выдерживают на уровне отбираемой пробы до начала его заполнения не менее пяти минут.

Отсчет по термометру берут с точностью до целого деления шкалы, при этом должны использоваться термометры с ценой деления не более 0,5 °С. Среднюю температуру нефти в резервуаре рассчитывают по температуре точечных проб, используя соотношение для составления объединенной пробы из точечных по [2,15]. Измерение температуры нефти в резервуаре при высоте уровня более 2000 мм производится по пробам нефти, отобранным с трех уровней.

					<i>Резервуары</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		38

### 3. МЕТОДЫ ИЗМЕРЕНИЙ МАССЫ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Существует множество методов измерений массы нефти и нефтепродуктов. Рассмотренные методы применяются в разных ситуациях.

Для измерений массы нефти и нефтепродуктов при транспортировке по трубопроводам, при перевалке на автомобильный, железнодорожный, водный транспорт применяют методы, представленные на рисунке 3.



Рисунок 3 – Методы измерения массы [16]

Подробное описание данных методов представлено в таблице 6.

					<i>Организация технологических процессов приема, хранения и отгрузки нефти на примере Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Мамаев А.А.</i>		<i>11.06</i>	<b>Методы измерений массы нефти и нефтепродуктов</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>		<i>11.06</i>			39	124
<i>Консульт.</i>						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>		<i>11.06</i>				

Таблица 6 – Методы измерения массы нефти/нефтепродуктов

Метод измерения	Формулировка
<b>Косвенный метод динамических измерений</b>	Метод динамических измерений, при котором значение массы нефти/нефтепродуктов определяют на основании результатов измерений плотности и объема нефти/нефтепродуктов в трубопроводах.
<b>Косвенный метод статических измерений</b>	Метод статических измерений, при котором значение массы нефти/нефтепродуктов определяют на основании результатов измерений плотности и объема нефти/нефтепродуктов в резервуарах, резервуарах (танках) речных или морских наливных судов, цистернах.
<b>Косвенный метод измерений основанный на гидростатическом принципе</b>	Метод, при котором значение массы нефти/нефтепродуктов определяют на основании результатов измерений гидростатического давления и уровня нефти/нефтепродуктов в резервуарах.
<b>Прямой метод динамических измерений</b>	Метод, основанный на прямых измерениях массы нефти/нефтепродуктов с применением средств измерений массового расхода в трубопроводах.
<b>Прямой метод статических измерений</b>	Метод, основанный на прямых измерениях массы нефти/нефтепродуктов с применением средств измерений массы.

Методики измерений массы брутто и нетто, а также массы нефти и нефтепродуктов, основанные на данных методах, обеспечивают получение результатов измерений с максимально допустимой относительной погрешностью.

- Для **прямого и косвенного метода динамических измерений** нет ограничения в диапазоне измерений и максимальная допустимая относительная погрешность измерений составляет:

- для массы брутто нефти/нефтепродуктов(мазатов) и массы нефтепродуктов  $\pm 0,25\%$ ;

- для массы нетто нефти/нефтепродуктов(мазатов)  $\pm 0,35\%$ .

- Для **косвенного метода, который основан на гидростатическом принципе** и **косвенного метода статических измерений** максимальная допустимая относительная погрешность составляет:



– для массы брутто нефти/нефтепродуктов(мазутов) и массы нефтепродуктов при диапазоне измерений до 200 тонн  $\pm 0,65\%$  / 200 и более тонн  $\pm 0,5\%$ ;

– для массы нетто нефти/нефтепродуктов(мазутов) при диапазоне измерений до 200 тонн  $\pm 0,75\%$  / 200 и более тонн  $\pm 0,6\%$ .

• Для прямого метода статических измерений взвешиванием на весах расцепленных цистерн нет ограничения в диапазоне измерений и максимальная допускаемая относительная погрешность измерений составляет:

– для массы брутто нефти/нефтепродуктов(мазутов) и массы нефтепродуктов  $\pm 0,4\%$ ;

– для массы нетто нефти/нефтепродуктов(мазутов)  $\pm 0,5\%$ .

• Для прямого метода статических измерений взвешиванием на весах, движущихся нерасцепленных цистерн и составов из них максимальная допускаемая относительная погрешность составляет:

– для массы брутто нефти/нефтепродуктов(мазутов) и массы нефтепродуктов при диапазоне измерений общей массой до 1000 тонн  $\pm 1,0\%$  / 1000 и более тонн  $\pm 2,5\%$ ;

– для массы нетто нефти/нефтепродуктов(мазутов) при диапазоне измерений общей массой до 1000 тонн  $\pm 1,1\%$  / 1000 и более тонн  $\pm 2,6\%$ . [2,16]

### 3.1 Методики измерений массы нефти и нефтепродуктов

#### 3.1.1 Методика измерений массы нефти и нефтепродуктов косвенным методом динамических измерений

Для выполнения измерений данным методом применяют измерительные системы, в том числе СИКН и СИКПН с пределами допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов  $\pm 0,25\%$ .

					Методы измерений массы нефти и нефтепродуктов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

Для выполнения измерений применяются СИ, которые используются автономно – таблица 7.

Таблица 7 – Средства измерений, используемые в косвенном методе динамических измерений, и их погрешности. [16]

Средство измерений	Пределы допускаемой относительной погрешности	Пределы допускаемой приведенной погрешности	Пределы допускаемой абсолютной погрешности
СИ объемного расхода	$\pm 0,15\%$	–	–
Преобразователи давления	–	$\pm 0,5\%$	–
Преобразователи температуры	–	–	$\pm 0,3^\circ\text{C}$
Поточные СИ плотности	–	–	$\pm 0,36\text{кг/м}^3$
Поточные СИ вязкости	–	$\pm 1\%$	–
Поточные СИ объемной доли воды в нефти/нефтепродуктах	–	–	$\pm 0,1\%$
Система сбора и обработки информации	$\pm 0,05\%$	–	–

Согласно ГОСТ Р 8.903-2015 при отказе либо отсутствии таких приборов как: преобразователи давления и температуры, поточных СИ плотности, вязкости и объемной доли воды в нефти/нефтепродуктах, применяются манометры, термометры и лабораторные автоматизированные СИ плотности, вязкости и объемной доли воды.

При выполнении измерений СИ, используемых автономно, применяют технические устройства, указанные на рисунке 4.

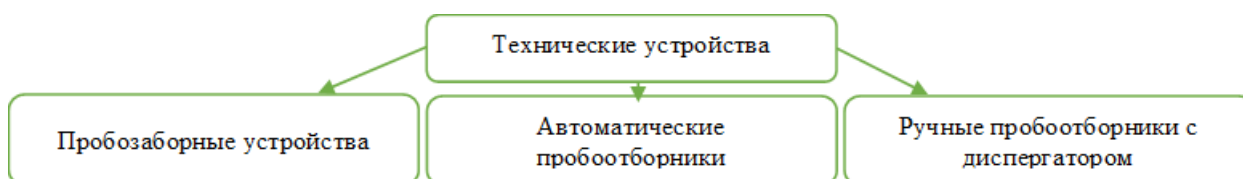


Рисунок 4 –Устройства для измерений с помощью автономных СИ [16]

При подготовке к выполнению измерений в первую очередь подготавливают измерительные системы, в том числе СИКН, СИКНП и СИ к выполнению измерений в соответствии с эксплуатационной документацией, проверяют целостность пломб и клейм СИ. Также проверяют требования, предъявляемые к СИ и измерительным системам, в том числе СИКН, СКПН, и приведенных в стандартах, технических регламентах, законах, нормативных и правовых актах в области обеспечения единства измерений (законодательной метрологии) государств, на территории которых проводят измерения.

Далее происходит проверка выполнения следующих условий измерений:

- Расход нефти/нефтепродуктов через СИ объемного расхода (турбинные, ультразвуковые, роторные, лопастные) должен находиться в пределах рабочего диапазона измерений расхода, указанного в свидетельстве о поверке, калибровке.

- Значение избыточного давления в трубопроводе  $P_{изб}$ , МПа, после СИ объемного расхода должно быть не менее значения, рассчитанного в соответствии с технической документацией на СИ объемного расхода.

Примечание – При отсутствии в технической документации на СИ объемного расхода указаний по расчету избыточного давления  $P_{изб}$ , вычисляют по формуле:[16]

$$P_{изб} = 1,25 \cdot P_n + 2 \cdot \Delta P, \quad (3.1)$$

Где  $P_n$  – давление насыщенных паров, МПа;

$\Delta P$  – перепад давления на СИ объемного расхода МПа.

- Условия применения измерительных систем, в том числе СИКН, СИКНП и СИ, испытательного оборудования и технических устройств должны соответствовать условиям эксплуатации, указанным в эксплуатационной документации и описании типа СИКН, СИКНП, СИ.

#### Порядок выполнения измерений:

					Методы измерений массы нефти и нефтепродуктов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

– При косвенном методе динамических измерений выполняют операции по измерению:

- 1) Объема;
- 2) Плотности;
- 3) Давления и температуры нефти/нефтепродуктов при измерении объема и плотности;
- 4) Массовой доли составляющих балласта нефти/нефтепродуктов.

– Если вязкость нефти/нефтепродуктов влияет на характеристики СИ объемного расхода, контролируют диапазон вязкости, в котором работают СИ объемного расхода. Вязкость нефти/нефтепродуктов измеряют с периодичностью, установленной стандартами организации;

– При отказе или отсутствии поточных СИ плотности, плотность нефти/нефтепродуктов измеряют в лаборатории;

– При отказе или отсутствии поточных СИ вязкости нефти/нефтепродуктов, вязкость измеряют при температуре нефти/нефтепродуктов в СИ объемного расхода;

– При отказе преобразователей давления, преобразователей температуры давление и температуру измеряют с применением манометров и термометров;

– При отказе или отсутствии поточных СИ объемной доли воды в нефти/нефтепродуктах содержание воды в нефти измеряют с применением лабораторных автоматизированных СИ;

При применении СИКН, СИКНП обработку и оформление результатов измерений осуществляют с применением СОИ и программного обеспечения в составе этих систем. При применении СИ, используемых автономно, обработку и оформление результатов измерений осуществляют с применением СОИ и программного обеспечения. Также возможно оформление результатов измерений оператором вручную.

					<i>Методы измерений массы нефти и нефтепродуктов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		44

### 3.1.2 Методика измерений массы нефти и нефтепродуктов прямым методом динамических измерений

Для выполнения измерений применяют измерительные системы, в том числе СИКН и СИКПН с пределами допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов  $\pm 0,25\%$ .

Для выполнения измерений допускается применять СИ, используемые автономно – таблица 8.

Таблица 8 – Средства измерений, используемые в прямом методе динамических измерений, и их погрешности. [16]

Средство измерений	Пределы допускаемой относительной погрешности	Пределы допускаемой приведенной погрешности	Пределы допускаемой абсолютной погрешности
СИ массового расхода	$\pm 0,25\%$	–	–
Преобразователи давления	–	$\pm 0,5\%$	–
Преобразователи температуры	–	–	$\pm 0,3^\circ\text{C}$
Поточные СИ плотности	–	–	$\pm 0,3 \text{ кг/м}^3$
Поточные СИ объемной доли воды в нефти / нефтепродуктах	–	–	$\pm 0,1\%$
Система сбора и обработки информации	$\pm 0,05\%$	–	–

При отказе либо отсутствии преобразователей давления, преобразователей температуры, поточных СИ плотности, поточных СИ объемной доли воды в нефти/нефтепродуктах (мазутах) допускается применять:

- Манометры с классом точности не ниже 0,6;
- термометры с пределами допускаемой абсолютной погрешности  $\pm 0,2^\circ\text{C}$  с ценой деления  $0,1^\circ\text{C}$ ;

– лабораторные автоматизированные СИ плотности с пределами допускаемой абсолютной погрешности  $\pm 0,3$  кг/м<sup>3</sup> или ареометры с ценой деления 0,5 кг/м<sup>3</sup> и пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности  $\pm 0,5$  кг/м<sup>3</sup>;

– лабораторные автоматизированные СИ объемной доли воды в нефти/нефтепродуктах (мазутах) с пределами допускаемой абсолютной погрешности  $\pm 0,1\%$ .

При выполнении измерений СИ, используемых автономно, применяют технические устройства:

- Пробозаборные устройства;
- автоматические пробоотборники;
- ручные пробоотборники с диспергатором.

Диапазоны измерений СИ должны обеспечивать возможность измерений величин во всем интервале значений.

При подготовке к выполнению измерений в первую очередь подготавливают измерительные системы, в том числе СИКН, СИКНП и СИ к выполнению измерений в соответствии с эксплуатационной документацией, проверяют целостность пломб и клейм СИ. Также проверяют требования, предъявляемые к СИ и измерительным системам, в том числе СИКН, СКПН, и приведенных в стандартах, технических регламентах, законах, нормативных и правовых актах в области обеспечения единства измерений (законодательной метрологии) государств, на территории которых проводят измерения.

Далее происходит проверка выполнения следующих условий измерений:

– Расход нефти/нефтепродуктов через СИ массового расхода должен находиться в пределах рабочего диапазона измерений расхода, указанного в свидетельстве о поверке.

					Методы измерений массы нефти и нефтепродуктов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

– Значение избыточного давления в трубопроводе  $P_{изб}$ , МПа, после СИ объемного расхода должно быть не менее значения, рассчитанного в соответствии с технической документацией на СИ объемного расхода.

При отсутствии в технической документации на СИ объемного расхода указаний по расчету избыточного давления  $P_{изб}$ , вычисляют по формуле 1.

– Условия применения измерительных систем, в том числе СИКН, СИКНП и СИ, испытательного оборудования и технических устройств должны соответствовать условиям эксплуатации, указанным в эксплуатационной документации и описании типа СИКН, СИКНП, СИ.

### **Порядок выполнения измерений:**

– При прямом методе динамических измерений массу брутто нефти/нефтепродуктов (мазатов) и массу нефтепродуктов измеряют непосредственно с применением СИ массового расхода.

– При отказе преобразователей давления, преобразователей температуры давление и температуру измеряют с применением манометров и термометров;

– При отказе или отсутствии поточных СИ плотности, плотность нефти/нефтепродуктов измеряют в лаборатории;

– При отказе или отсутствии поточных СИ объемной доли воды в нефти/нефтепродуктах содержание воды в нефти измеряют с применением лабораторных автоматизированных СИ;

При применении СИКН, СИКНП обработку и оформление результатов измерений осуществляют с применением СОИ и программного обеспечения в составе этих систем. При применении СИ, используемых автономно, обработку и оформление результатов измерений осуществляют с применением СОИ и программного обеспечения. Также возможно оформление результатов измерений оператором вручную. [6]

					Методы измерений массы нефти и нефтепродуктов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

### 3.1.3 Методика измерений массы нефти и нефтепродуктов косвенным методом статических измерений

Для выполнения измерений по данной методике применяют:

- Измерительные системы, предназначенные для измерений уровня нефти, нефтепродуктов, воды и температуры с пределами:
  - допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня  $\pm 3$  мм;
  - допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры  $\pm 5^\circ\text{C}$ ;
  - допускаемой относительной погрешности обработки результатов измерений 0,05%.
- Автоматизированные СИ плотности (лабораторные, переносные) с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности  $\pm 0,5$  кг/м<sup>3</sup>.

Примечание - При применении измерительных систем допускается определять плотность косвенным методом по результатам измерений уровня, давления в газовом пространстве и гидростатического давления столба нефти, нефтепродуктов с применением преобразователей давления. Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений средней плотности нефти/нефтепродуктов составляют  $\pm 1$  кг/м<sup>3</sup>. []

Для выполнения измерений допускается применять:

- Преобразователи температуры, в том числе входящие в состав автоматизированных СИ уровня (стационарных или переносных) или переносных автоматизированных СИ плотности, с пределами допускаемой абсолютной погрешности  $\pm 0,5^\circ\text{C}$  или термометры с пределами допускаемой абсолютной погрешности  $\pm 0,2^\circ\text{C}$  с ценой деления  $0,1^\circ\text{C}$ ;
- Автоматизированные СИ уровня (стационарные или переносные) с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня  $\pm 3$  мм или измерительные рулетки с грузом (лотом) 3-го класса точности с ценой деления 1 мм или метроштоки с ценой деления 1 мм;

					Методы измерений массы нефти и нефтепродуктов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48



- Ареометры по ГОСТ ISO 3675 или ареометры типа АНТ-1 или АН по ГОСТ 18481 с ценой деления 0,5 кг/м<sup>3</sup> и пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности  $\pm 0,5$  кг/м<sup>3</sup>. [16]

При выполнении измерений применяются технические устройства:

- переносные или стационарные пробоотборники;
- водочувствительные пасты или ленты для определения уровня подтоварной воды;
- бензочувствительные пасты для определения уровня нефтепродукта;
- испытательное оборудование и материалы, используемые в испытательной лаборатории для определения плотности;
- резервуары, резервуары (танки) речных и морских судов, цистерны, прицепы-цистерны, полуприцепы-цистерны.

Диапазоны измерений СИ должны обеспечивать возможность измерений величин во всем интервале значений.

При подготовке к выполнению измерений выполняют следующие операции:

- Обеспечивают отстой нефти/нефтепродуктов после заполнения:
  - для резервуаров продолжительностью не менее 2 ч;
  - для резервуаров (танков) речных и морских судов, цистерн не менее 10 мин;
- Проводят подготовку СИ к выполнению измерений в соответствии с эксплуатационной документацией;
- Проверяют целостность пломб и/или клейм СИ;
- Проверяют выполнение требований к СИ и измерительным системам, приведенным в стандартах, технических регламентах, законах, нормативных правовых актах в области обеспечения единства измерений (законодательной метрологии) государств, на территории которых проводят измерения;
- проверяют наличие градуировочных/калибровочных таблиц, для резервуаров и резервуаров (танков) речных и морских судов,

					Методы измерений массы нефти и нефтепродуктов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

железнодорожных цистерн, маркировочных табличек и свидетельств о поверке (для автомобильных цистерн, прицепов-цистерн, полуприцепов-цистерн);

- Условия применения СИ, испытательного оборудования и технических устройств должны соответствовать условиям эксплуатации, указанным в эксплуатационной документации и описании типа СИ.

### **Порядок выполнения измерений**

При измерении массы нефти/ нефтепродуктов выполняют следующие операции:

#### **1. Проверка базовой высоты**

Проверку базовой высоты проводят для резервуаров и резервуаров (танков) речных и морских судов. При применении измерительных систем, автоматизированных СИ уровня, периодичность проверки базовой высоты устанавливают в стандартах организаций.

Измерения базовой высоты проводят дважды. Если результаты измерений отличаются не более чем на 1 мм, то в качестве результата измерений принимают их среднее арифметическое значение. Если полученное расхождение составляет более 1 мм, то измерения повторяют еще дважды и вычисляют среднее арифметическое значение из трех наиболее близких измерений. После этого измеренное значение базовой высоты ( $H_{изм}$ ) сравнивают со значением базовой высоты ( $H_б$ ) по градуировочным или калибровочным таблицам.

Если  $H_б$  отличается от  $H_{изм}$  не более чем на 0,1%, то проводят измерения и вычисления массы нефти/нефтепродуктов. Если же она отличается более чем на 0,1%, выясняют причину изменения базовой высоты, устраняют ее и проводят измерения заново. При повторении отрицательных результатов проводят повторную градуировку. До получения результатов повторной градуировки допускается проводить измерение уровня нефти по высоте пустоты резервуаров.

					Методы измерений массы нефти и нефтепродуктов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

Прибором для проверки базовой высоты являются измерительные рулетки с грузом (лотом) и метроштоки. Ленту рулеток и метроштоки до и после измерений протирают ветошью насухо. Базовую высоту проверяют перед каждым измерением уровня, также, допускается совмещать проверку базовой высоты с измерением уровня нефти/нефтепродуктов.

## **2. Измерение уровня**

Для измерения уровня нефти/нефтепродуктов допускается применять автоматизированные СИ уровня (стационарные и переносные) в резервуарах, резервуарах (танках) речных и морских судах, железнодорожных цистернах; измерительные рулетки с грузом (лотом); метроштоки для измерения уровня, при этом показания считывают с точностью до 1 мм.

Измерительную ленту рулеток с грузом (лотом) и метроштоки следует опускать плавно, не допуская волн на поверхности нефти/нефтепродуктов и ударов о днище или опорную плиту (при наличии). Измерения проводят при установившемся уровне нефти/нефтепродуктов. При измерении уровня нефти/нефтепродуктов рекомендуется наносить на измерительную ленту рулеток или метроштоков водочувствительную или бензочувствительную пасту:

– Лента рулетки должна находиться все время в натянутом состоянии. Поднимают ленту рулеток строго вертикально, не допуская смещения в сторону, для того чтобы избежать искажения линии смачивания на измерительной ленте.

– Поднимать метроштоки следует плавно и быстро, не допуская их смещения в сторону для исключения искажения линии смачивания. Считывание показаний должно быть произведено таким образом, чтобы линия смачивания находилась на уровне глаз.

Измерения уровня проводят дважды. Если результаты измерений отличаются не более чем на 1 мм, то в качестве результата измерений уровня принимают их среднее арифметическое значение. Если полученное расхождение составляет более 1 мм, то измерения повторяют еще дважды и

					Методы измерений массы нефти и нефтепродуктов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

вычисляют среднее арифметическое значение из трех наиболее близких измерений.

Измерение уровня нефти/нефтепродуктов по высоте пустоты резервуаров и резервуаров (танков) речных и морских судов с применением измерительных рулеток или метроштоков проводят в следующей последовательности:

- медленно опускают ленту рулеток с грузом (лотом) или метроштоки, не допуская волн и отклонения от вертикального положения;

- первый (верхний) отсчет берут по рулеткам или метроштокам на уровне риски планки замерного люка (верхней образующей замерного люка). Затем ленту рулеток или метроштоки поднимают строго вертикально, не допуская смещения в сторону, и берут второй (нижний) отсчет на месте смоченной части ленты рулеток или метроштоков нефтью/нефтепродуктами. Отсчет по ленте рулеток или метроштокам проводят сразу после появления смоченной части над измерительным люком с точностью до 1 мм;

- высоту пустоты резервуаров находят как разность верхнего и нижнего отсчетов по рулеткам.

Измерения высоты пустоты в каждом резервуаре проводят дважды. Если результаты измерений отличаются не более чем на 1 мм, то в качестве результата измерений уровня принимают их среднее арифметическое значение. Если полученное расхождение составляет более 1 мм, то измерения повторяют еще дважды и берут среднее арифметическое значение из трех наиболее близких измерений.

Уровень нефти/нефтепродуктов ( $H$ ) по высоте пустоты резервуаров с плавающей крышей вычисляют по формуле [16]:

$$H = H_{\text{ж}} - H_{\text{ж}}^{\text{н.к}}, \quad (3.2)$$

где  $H_{\text{ж}}$  – уровень нефти/нефтепродуктов в резервуаре с плавающей крышей, измеренный с использованием измерительного люка на крыше резервуара;

где  $H_{ж}^{н.к}$  – уровень нефти/нефтепродуктов в резервуаре с плавающей крышей, измеренный с использованием измерительного люка на верхней площадке направляющей колонны.

Уровень нефти/нефтепродуктов определяют вычитанием полученного значения высоты пустоты из значения базовой высоты, определенной при градуировке резервуаров, резервуаров (танков) речных и морских судов.

### **3. Измерения уровня подтоварной воды**

Аналогично измерению уровня нефти/нефтепродуктов выполняют измерения уровня подтоварной воды.

При отказе или отсутствии измерительных систем, а также автоматизированных СИ уровня (стационарных или переносных) в резервуарах, резервуарах (танках) речных и морских судов, железнодорожных цистернах уровень подтоварной воды измеряют с применением измерительных рулеток с грузом (лотом), метроштоками с применением водочувствительной ленты или пасты.

Водочувствительную ленту (пасту) в натянутом виде прикрепляют (наносит тонким слоем полосками) к свободной поверхности груза (лота) с двух противоположных сторон. После нанесения пасты или прикрепления ленты груз опускают в резервуар и выдерживают внутри неподвижно в течении 2-3 мин до полного растворения водочувствительного слоя.

Измерения в каждом резервуаре проводят дважды. Если результаты измерений отличаются не более чем на 1 мм, то в качестве результата принимают их среднее арифметическое, если же полученное расхождение различаются более чем на 1 мм, то измерения повторяют еще дважды и берут среднее арифметическое значение из трех наиболее близких.

Измерения уровня подтоварной воды повторяют если:

– на ленте или пасте он обозначен нечетко, кривой линией или на неодинаковой высоте с обеих сторон, что указывает на наклонение положение груза (лота) при выполнении измерений;

– присутствует размытая грань, что является следствием отсутствия резкой границы раздела между водой и нефтью и свидетельствует о наличии водоземulsionного слоя. В этом случае измерения повторяют после отстоя и расслоения эмульсии.

Допускается проводить измерение уровня подтоварной воды одновременно с измерением уровня нефти/нефтепродуктов в резервуарах.

**4. Определение вместимости по градуировочным таблицам;**

**5. Отбор проб**

**6. Измерение температуры и плотности**

**Измерение температуры**

Температуру измеряют с применением измерительных систем. Температуру нефти/нефтепродуктов измеряют с применением преобразователей температуры путем их погружения в резервуары в точках отбора проб, при этом преобразователи температуры выдерживают на уровне отбираемой пробы в течение времени, установленного в эксплуатационной документации на преобразователи температуры.

Температуру измеряют по отобраным пробам. При отборе объединенной пробы в один прием стационарными пробоотборниками среднюю температуру нефти/нефтепродуктов измеряют термометром в объединенной пробе. Измерение температуры проводят непосредственно в пробоприемнике (термостатическом цилиндре). Термометры погружают в нефть/нефтепродукты на глубину, указанную в паспорте на данный термометр, и выдерживают в пробе до установления постоянного значения температуры. При отборе точечных проб переносными пробоотборниками температуру нефти/нефтепродуктов измеряют термометрами в пробе в течение 1-3 мин после ее отбора, при этом переносные пробоотборники выдерживают на уровне отбираемой пробы в течение не менее 5 мин.

**Измерение плотности**

Плотность нефти/нефтепродуктов в лаборатории измеряют с применением лабораторных автоматизированных СИ плотности, ареометров

					<i>Методы измерений массы нефти и нефтепродуктов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		54

или СИ плотности по методикам измерений по объединенной пробе нефти/нефтепродуктов, отобранной из резервуаров, резервуаров (танков) речных и морских судов, цистерн. Допускается измерение плотности переносными автоматизированными СИ плотности в соответствии с их руководством по эксплуатации.

### ***7. Измерение массовой доли составляющих балласта нефти/нефтепродуктов (мазатов).***

Массовую долю составляющих балласта нефти/нефтепродуктов (мазатов) измеряют с помощью проб, отбираемых автоматическими пробоотборниками или вручную, в испытательной лаборатории. Возможны измерения массовой доли воды, механических примесей, массовой концентрации хлористых солей с применением автоматизированных СИ.

Обработку и оформление результатов измерений осуществляют с применением программного обеспечения, а при применении измерительных систем в резервуарах – с применением СОИ.

					<i>Методы измерений массы нефти и нефтепродуктов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		55

## 4. СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Под системой измерений количества и показателей качества нефти/нефтепродуктов подразумевается совокупность функционально объединенных средств измерений, системы сбора и обработки информации, технологического и иного оборудования, предназначенная для прямых или косвенных динамических измерений массы и показателей качества нефти/нефтепродуктов.

СИКН, СИКНП должны проектироваться в соответствии с ТЗ на проектирование. ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП должно быть разработано на основании технических требований, предоставляемых заказчиком, согласовано сдающей, принимающей нефть/нефтепродукты сторонами (если они определены к моменту разработки ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП), утверждено заказчиком. При проектировании СИКН, СИКНП по решению заказчика или разработчика ТЗ оно может быть дополнительно согласовано с другими заинтересованными сторонами.

По методу измерений СИКН/СИКНП классифицируют на:

- реализующие косвенный метод динамических измерений массы нефти/нефтепродуктов;
- реализующие прямой метод динамических измерений массы нефти/нефтепродуктов.

### 4.1 Задачи и функции СИКН и СИКНП

***Задачи СИКН/СИКНП, реализующих косвенный метод динамических измерений:***

- измерение объема нефти/нефтепродуктов СИ объемного расхода по

					<i>Организация технологических процессов приема, хранения и отгрузки нефти на примере Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Мамаев А.А.</i>		<i>11.06</i>	<b>Системы измерений количества и качества нефти и нефтепродуктов</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>		<i>11.06</i>			<i>56</i>	<i>124</i>
<i>Консульт.</i>						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>		<i>11.06</i>				



каждой измерительной линии (ИЛ);

– измерение плотности в блоке измерений показателей качества нефти и нефтепродуктов (БИК) поточными средствами измерения (СИ) плотности;

– измерение давления нефти/нефтепродуктов преобразователями давления по каждой ИЛ, на входном и выходном коллекторах и в БИК;

– температуры нефти/нефтепродуктов преобразователями температуры по каждой ИЛ и в БИК;

– вычисление массы брутто нефти/массы нефтепродуктов по каждой ИЛ по результатам измерений:

1) объема по каждой ИЛ и плотности в БИК, приведенных к стандартным условиям;

2) объема по каждой ИЛ и плотности в БИК, приведенной к условиям измерений объема;

– вычисление массы брутто и нетто нефти/массы нефтепродуктов по СИКН, СИКНП в целом.

***Задачи СИКН/СИКНП, реализующих прямой метод динамических измерений:***

– измерение массы брутто нефти/массы нефтепродуктов СИ массового расхода по каждой ИЛ;

– вычисление массы брутто и нетто нефти/массы нефтепродуктов по СИКН, СИКНП в целом;

– измерение давления нефти/нефтепродуктов преобразователями давления по каждой ИЛ, на входном и выходном коллекторах и в БИК;

– температуры нефти/нефтепродуктов преобразователями температуры по каждой ИЛ и в БИК.

***Функции СИКН, СИКНП:***

– дистанционное и местное управление запорной арматурой ИЛ, а также включение в работу и выключение из работы ИЛ;

					Система измерений количества и качества нефти и нефтепродуктов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

– поддержание давления (расхода) в установленных пределах для обеспечения бескавитационного режима работы СИ расхода (определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП);

– регулирование расхода через БИК;

– регулирование расхода на выходе ИЛ (определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП);

– автоматический отбор объединенной пробы:

1) пропорционально количеству транспортируемой нефти / нефтепродуктов;

2) пропорционально времени транспортирования нефти / нефтепродуктов;

– ручной отбор точечной пробы;

– автоматизированное выполнение поверки и контроль метрологических характеристик (КМХ) СИ расхода без нарушения процесса измерений. Автоматическое формирование и печать протоколов поверки и КМХ;

– автоматизированное выполнение КМХ поточных СИ плотности, поточных СИ вязкости без нарушения процесса измерений. Автоматическое формирование и печать протоколов КМХ;

– дистанционный и/или местный контроль герметичности запорной арматуры, применяемой при поверке и КМХ, а также в основной технологической схеме СИКН/СИКНП, оказывающей влияние на достоверность результатов измерений количества нефти/нефтепродуктов;

– автоматический контроль, индикация и сигнализация предельных значений следующих параметров:

1) объемного и/или массового расхода нефти/нефтепродуктов по каждой ИЛ;

2) объемного расхода нефти/нефтепродуктов в БИК;

3) объемного и/или массового расхода нефти/нефтепродуктов по СИКН, СИКНП в целом;

					Система измерений количества и качества нефти и нефтепродуктов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

- 4) *вязкости нефти и нефтепродуктов (для мазута) (динамической и кинематической) (определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП);*
- 5) *объемной и/или массовой доли воды в нефти (определяется ТЗ на проектирование СИКН);*
- 6) *массовой доли серы в нефти (определяется ТЗ на проектирование СИКН);*
- 7) *наличия свободного газа (определяется ТЗ на проектирование СИКН);*
- 8) *плотности нефти/нефтепродуктов (определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП);*
- 9) *температуры нефти/нефтепродуктов по каждой ИЛ и в БИК;*
- 10) *давления нефти/нефтепродуктов по каждой ИЛ и в БИК;*
- 11) *перепада давления нефти/нефтепродуктов на фильтрах;*
- 12) *давления нефти/нефтепродуктов на входном и выходном коллекторах;*

– индикация и автоматическое обновление данных измерений массы, объема, расхода по каждой ИЛ и СИКН/СИКНП в целом, показателей качества нефти/нефтепродуктов;

– регистрация результатов измерений и вычислений, их хранение и передача в системы верхнего уровня;

– формирование в автоматическом режиме отчетов за заданный интервал времени и приемо-сдаточных документов, формирование по запросу текущих отчетов, актов приема-сдачи и паспортов качества нефти/нефтепродуктов, а также отображение и печать отчетов;

– учет и формирование журнала событий СИКН, СИКНП (переключения, аварийные сигналы, сообщения об ошибках и отказах оборудования).[17]

## 4.2 Состав СИКН и СИКПН

Состав СИКН/СИКПН определяется ТЗ на проектирование, в общем случае в них должны быть включены [17]:

### 1) Блок фильтров (при отсутствии фильтров в БИЛ)

Количество фильтров, рабочих и резервных, рассчитывается исходя из производительности СИКН/СИКПН при максимальном расходе, также сам блок должен обеспечивать требуемую производителем СИ и оборудования, входящих в состав СИКН/СИКПН, степень фильтрования.

Фильтры укомплектовываются быстросъемными крышками или самоочищающимися фильтрующими элементами, определенными ТЗ на проектирование, кранами воздушниками, дренажными кранами, преобразователем дифференциального давления (дифференциальным манометром) и манометром. При наличии у дифференциального манометра местной индикации, манометры на фильтрах допускается не устанавливать.

### 2) Блок измерительных линий (БИЛ)

Количество ИЛ определяется исходя из выбранного СИ расхода и максимального значения расхода в трубопроводе. Выбор СИ расхода осуществляется из требований по обеспечению заданного расхода в трубопроводе.

#### ***В состав БИЛ включается:***

– входной и выходной коллекторы;

Приборы устанавливаемые и на входном, и на выходном коллекторе: манометр и преобразователь давления.

– коллектор к поверчной установке (ПУ);

– ИЛ (рабочие, резервные, контрольно-резервная и эталонная).

Измерительная линия – часть блока измерительных линий, оснащенная приборами и оборудованием представленными на рисунке 5.

*Контрольно-резервная ИЛ* – измерительная линия, оснащенная контрольно-резервным средством измерений расхода, применяемым для контроля метрологических характеристик рабочих средств измерений расхода

					Система измерений количества и качества нефти и нефтепродуктов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

и/или для временного измерения количества нефти/нефтепродуктов взамен рабочего средства измерений расхода. Она должна включаться последовательно или параллельно в зависимости от того, с какой целью ее хотят включить:

- последовательно, для работы в контрольном режиме (для проведения КМХ);
- параллельно, для работы в резервном режиме (при проведении измерений).

*Резервная ИЛ* – измерительная линия, оснащенная резервным средством измерений расхода, находящимся в ненагруженном резерве, которое в любой момент времени может быть включено в работу. Она включается в работу параллельно рабочим ИЛ.

*Эталонная ИЛ* – измерительная линия, оснащенная эталонным средством измерений расхода, предназначенным для поверки или контроля метрологических характеристик рабочих, резервных, контрольно-резервных средств измерений расхода. Она включается в работу последовательно с рабочими, резервными, контрольно-резервными ИЛ.

Технологическая обвязка БИЛ должна обеспечивать возможность поверки (КМХ рабочих СИ расхода) и отключения ИЛ без нарушения процесса измерений и работы СИКН/СИКПН в целом.

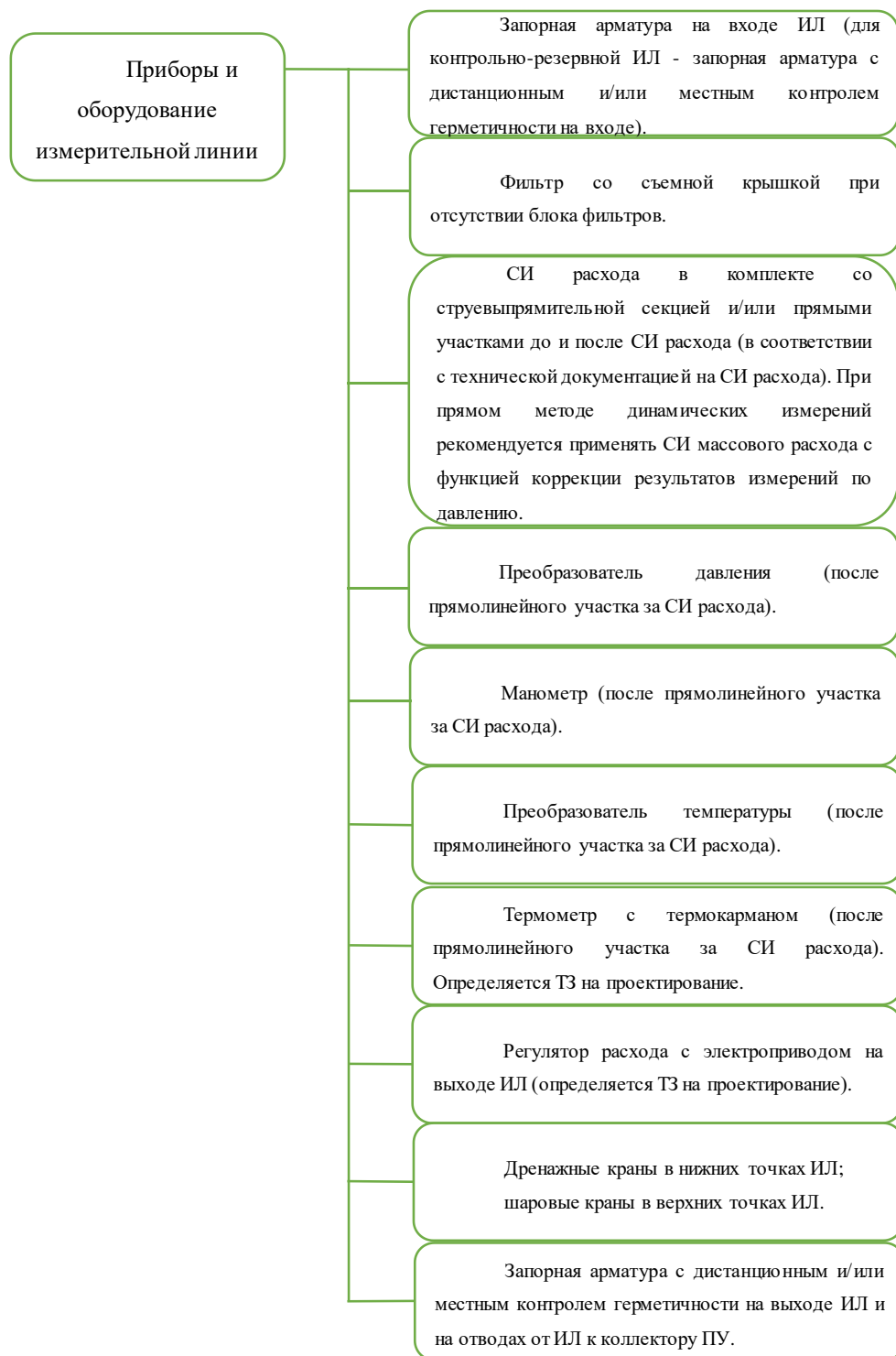
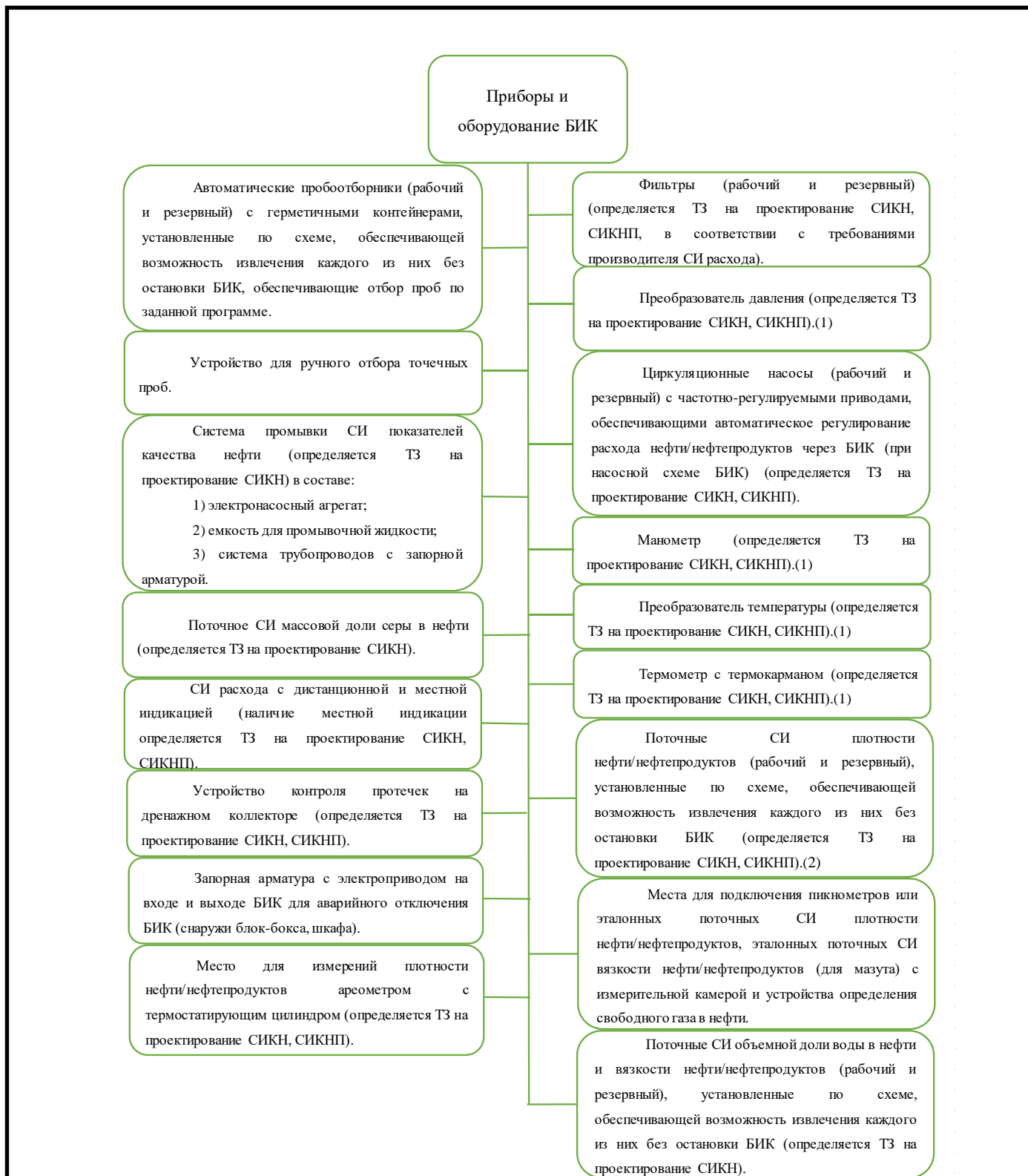


Рисунок 5 – Приборы и оборудование измерительной линии

Фильтры в БИЛ должны обеспечивать производительность СИ расхода в рабочем диапазоне расхода ИЛ и требуемую производителем СИ расхода степень фильтрования.

### 3) Блок измерений показателей качества нефти и нефтепродуктов (БИК)

					Система измерений количества и качества нефти и нефтепродуктов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62



**Рисунок 6 – Приборы и оборудование БИК**

- (1) Эти приборы при отсутствии поточных СИ плотности, при прямом методе динамических измерений массы нефти/нефтепродуктов, допускается не включать в состав БИК. При этом в БИК должны быть предусмотрены места для их подключения.
- (2) Поточные СИ плотности нефти/нефтепродуктов, при прямом методе динамических измерений массы нефти/нефтепродуктов, не включаются в состав БИК. При этом в БИК должно быть предусмотрено место для их подключения.

БИК – совокупность функционально объединенных средств измерений и технологического оборудования (Рисунок 6), предназначенная для отбора проб и измерений показателей качества нефти/нефтепродуктов. Он может применяться как в составе СИКН/СИКПН, так и в качестве отдельного блока измерений показателей качества. СИ и оборудование, входящее в состав БИК, размещается в закрытом здании (сооружении) с контролем доступа, блок-боксе с контролем доступа или шкафу с контролем доступа.

Отбор нефти/нефтепродуктов в БИК осуществляется:

- При наличии блока фильтров, с входного коллектора БИЛ, а при его отсутствии, с выходного коллектора БИЛ;
- При наличии блока фильтров из подводящего, а при его отсутствии, из отводящего технологического трубопровода, установленного в непосредственной близости от БИЛ.

БИК выполняется по насосной схеме, также допускается применять безнасосную схему, при возможности возврата продукта в технологический трубопровод с меньшим давлением без нарушения измерений количества. При безнасосной схеме в БИК дополнительно устанавливается регулятор расхода. В обоих случаях БИК должен быть подключен к дренажной системе с возможностью ее промывки или пропарки.

#### 4) Пробозаборное устройство

Отбор нефти/нефтепродуктов в БИК должен осуществляться с помощью ПЗУ, выполненного в соответствии с ГОСТ 2517 (место установки ПЗУ определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП).

Трубопровод от ПЗУ до БИК и от БИК до точки врезки возвратного трубопровода должен иметь теплоизоляцию (за исключением случаев, когда ПЗУ и БИК находятся в одном или смежных отапливаемых помещениях). ПЗУ рекомендуется устанавливать с лубрикаторм для СИКН, СИКНП с непрерывным режимом работы для обеспечения возможности извлечения ПЗУ без остановки работы нефтепровода/нефтепродуктопровода. [3]

#### 5) Поверочная установка (ПУ)

					Система измерений количества и качества нефти и нефтепродуктов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64



СИКН/СИКНП или их группу, размещенную на одной площадке, оснащают ПУ (определяется ТЗ на проектирование СИКН/СИКНП). Для систем с непрерывным режимом работы рекомендуется применять стационарные ПУ, для систем с периодическим режимом работы – передвижные ПУ. Также, ПУ должна быть подключена к дренажной системе и системе промывки, при ее наличии.

Диапазон расходов ПУ и давление ПУ должны соответствовать рабочему диапазону расходов СИ расхода, установленных в БИЛ и давлению СИКН/СИКНП.

Вид и требования к ПУ определяются ТЗ на проектирование СИКН/СИКНП. В качестве ПУ применяются следующие эталоны:

а) Турбопоршневая установка (ТПУ);

ТПУ оснащается устройством дистанционного и/или местного контроля протечек на запорном устройстве и теплоизоляцию калибровочного участка.

б) Компакт-прувер;

в) Установка с СИ расхода.

#### **б) Система сбора и обработки информации (СОИ)**

СОИ – вычислительное устройство, принимающее, обрабатывающее информацию о количестве и показателях качества нефти/нефтепродуктов, измеренных первичными преобразователями, и включающее в себя блоки индикации и регистрации результатов измерений. СОИ является частью системы автоматизации СИКН/СИКНП. Система обеспечивается источником или источниками бесперебойного питания, обеспечивающим ее работу в течении 2 часов после отключения электроэнергии, а также средствами сигнализации отсутствия основного питания.

СОИ обеспечивает отображение, ввод и вывод на печать отчетных данных с числом цифр после запятой, указанным в таблице 9.

					<i>Система измерений количества и качества нефти и нефтепродуктов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		65

Таблица 9 – Перечень отчетных данных СОИ [17]

Отчетные данные (параметры)	Единица величины	Число цифр после запятой
Масса нефти	т	0
Масса нефтепродуктов	т	3
Объем нефти	м <sup>3</sup>	0
Объем нефтепродуктов	м <sup>3</sup>	3
Температура	°С	1
Давление	МПа	2
Плотность	кг/м <sup>3</sup>	1
Вязкость нефти и нефтепродуктов (для мазута) динамическая (определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП)*	мПа·с	1
Вязкость нефти и нефтепродуктов (для мазута) кинематическая (определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП)*	мм <sup>2</sup> /с	1
Положение арматуры (отображение в АРМ оператора)	%	0
Массовая доля балласта в нефти*	%	4
Массовая доля воды в нефти*	%	2
Массовая доля хлористых солей в нефти*	%	4
Массовая доля механических примесей в нефти*	%	4
Массовая доля серы в нефти (определяется ТЗ на проектирование СИКН)*	%	2
* Возможен ввод отчетных данных (параметров) вручную.		

СОИ обеспечивает хранение архивов в течение следующего времени:

- ✓ протоколы событий, тренды – 1 год;
- ✓ данные оперативной информации за каждые 2 ч, отчеты за одну смену, сутки – 1 год;
- ✓ месячные отчеты – 1 год;
- ✓ паспорта качества, акты приема-сдачи – 5 лет;
- ✓ отчеты по наработке оборудования, СИ, запорной арматуры – 1 год;
- ✓ журнал регистрации показаний СИКН, СИКНП – 5 лет;
- ✓ протоколы поверки СИ - 1 год после окончания срока действия;
- ✓ протоколы КМХ СИ - 1 год после окончания интервала между поверками, в котором проведен КМХ.

Требования и перечень (объем) технологической и измерительной информации, отображаемой на мониторе АРМ оператора СИКН/СИКНП, перечень отчетных документов, формируемых в АРМ оператора, определяется

ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП. В общем случае СОИ должна обеспечивать выполнение следующих основных задач:

– вычисление объема нефти/нефтепродуктов при рабочих условиях и приведение к стандартным условиям, в том числе по каждой ИЛ и по СИКН/СИКНП в целом;

– вычисление текущего значения плотности нефти/нефтепродуктов при температуре и давлении в БИК;

– приведение текущего значения плотности нефти/нефтепродуктов к условиям измерений объема нефти/нефтепродуктов и к стандартным условиям;

– вычисление массы нефти/нефтепродуктов;

– вычисление средневзвешенного значения плотности нефти/нефтепродуктов при условиях измерений объема за отчетный период (2 ч, смена, сутки) и приведение к стандартным условиям;

– вычисление средневзвешенных значений температуры и давления для каждой ИЛ и для СИКН/СИКНП в целом за отчетный период (2 ч, смена, сутки) (определяется ТЗ на проектирование СИКН/СИКНП);

– ввод (изменение) предельных значений параметров, указанных в технической документации или приведенных в свидетельстве о поверке СИ;

– автоматическое вычисление коэффициента преобразования СИ расхода в зависимости от изменений расхода нефти/нефтепродуктов или расхода и вязкости нефти и нефтепродуктов (для мазута) при измерении объема/массы нефти/нефтепродуктов;

– автоматизированное выполнение поверки рабочих, резервных, контрольно-резервных, эталонных СИ расхода без нарушения процесса измерений количества и показателей качества нефти/нефтепродуктов;

– автоматизированное выполнение КМХ рабочих и резервных СИ расхода по ПУ, эталонному или контрольно-резервному СИ расхода;

– автоматизированное выполнение КМХ поточных СИ плотности, поточных СИ вязкости;

					<i>Система измерений количества и качества нефти и нефтепродуктов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		67

- автоматический контроль, индикация, сигнализация и регистрация предельных значений параметров нефти/нефтепродуктов;
- управление отбором проб;
- вычисление массы нетто нефти при вводе с клавиатуры АРМ оператора значений содержания воды, хлористых солей и механических примесей, определенных в испытательной лаборатории, в том числе и лабораторными экспресс-анализаторами, или при автоматическом вводе результатов измерений показателей качества поточными СИ при их наличии в составе СИКН;
- индикация и автоматическое обновление на экране монитора текущих значений технологических параметров СИКН/СИКНП и показателей качества нефти/нефтепродуктов;
- защита констант и конфигураций, участвующих в вычислении массы нефти/нефтепродуктов, контрольной суммы, результатов поверки и КМХ СИ расхода системой разграничения доступа по уровням, реализованной на основе идентификации пользователей по паролю;
- формирование аварийных сигналов при наличии (появлении) свободного газа в нефти, предельных значений содержания воды в нефти, вязкости нефти и нефтепродуктов (для мазута) (при наличии поточных СИ вязкости), расхода по ИЛ и БИК;
- формирование текущих отчетов, актов приема-сдачи, паспортов качества нефти/нефтепродуктов;
- формирование журнала аварийных событий, в том числе регистрация изменений констант, настроек и конфигурации;
- формирование протоколов поверки ПУ, СИ расхода;
- формирование протоколов КМХ СИ расхода, поточных СИ плотности, поточных СИ вязкости;
- ведение статистики (выборка количества нефти/нефтепродуктов, измеренного за заданный интервал времени, наработка оборудования, СИ, циклов срабатывания запорной арматуры и другое), формирование трендов по

					Система измерений количества и качества нефти и нефтепродуктов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

заданным параметрам за заданный интервал времени (определяется ТЗ на проектирование СИКН/СИКНП);

- синхронизация системного времени оборудования СИКН/СИКНП;
- информационный обмен с верхним уровнем системы автоматизации.

Конечный перечень задач, обязательных к реализации в СОИ, определяется ТЗ на проектирование СИКН/СИКНП.

### **4.3 Требования безопасности СИКН и СИКНП**

Безопасность СИКН/СИКНП обеспечивается в соответствии со стандартами, техническими регламентами, законами, нормативными правовыми актами в области пожарной, промышленной безопасности государств, где они эксплуатируются.

#### ***Требования пожарной безопасности***

БИЛ, БИК, ПУ, блок фильтров должны располагаться в зонах, в которых при нормальном режиме работы оборудования взрывоопасные смеси горючих газов или паров легко воспламеняющихся жидкостей с воздухом не образуются, а возможны только в результате аварии или повреждения технологического оборудования. Часто, в СИКН/СИКНП, устанавливается пенокамеры, обеспечивающие скорейшую ликвидацию аварийной ситуации.

При размещении СИКН/СИКНП на открытом воздухе под навесом должны соблюдаться противопожарные разрывы до зданий (сооружений), предусмотренные действующими строительными нормами и правилами.

#### ***Требования взрывобезопасности***

СИКН/СИКНП проектируются с учетом исключения образования взрывоопасной среды и источника зажигания. Электрооборудование должно быть взрывозащищенного исполнения и иметь защиту от доступа к частям, находящимся под напряжением, попадания внутрь внешних твердых предметов или воды. Группа (подгруппа) взрывозащищенного электрооборудования - II (IIA), температурный класс электрооборудования -

					Система измерений количества и качества нефти и нефтепродуктов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

не ниже ТЗ, уровень взрывозащиты - повышенная надежность против взрыва, по ГОСТ 12.2.020.

### ***Требования электробезопасности***

Электрооборудование СИКН/СИКНП должно быть заземлено, иметь защиту от короткого замыкания, перегрузок, перенапряжений. В СИКН, СИКНП должно быть предусмотрено:

- включение и отключение электрооборудования в нормальном режиме работы;
- надежное отключение электрооборудования и линий для ревизий и ремонтных работ.

В СИКН/СИКНП должна быть предусмотрена защита от статического электричества и молниезащита в соответствии со стандартами, техническими регламентами, законами, нормативными правовыми актами государств, где они эксплуатируются. Фланцевые соединения трубопроводов должны быть зашунтированы перемычками, марки кабелей и способ прокладки которых, осуществляется в соответствии с требованиями стандартов и технической документации, требованиями разработчиков СИ и электрооборудования, а также условиями эксплуатации.

### ***Требования информационной безопасности***

Информационная безопасность обеспечивается средствами используемой операционной системы и средствами специализированного программного обеспечения, которое должно иметь резервные архивные копии на внешних носителях информации, также должен быть предусмотрен контроль и защита от несанкционированного доступа пользователей к функциям и данным системы.[17]

					Система измерений количества и качества нефти и нефтепродуктов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

## 5. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

### 5.1 Характеристика объекта

На нулевом километре магистрального нефтепровода «А-А-С» осуществлено подключение ПСП «Александровское».



Рисунок 7 – Подключение ПСП «Александровское» к системе МН  
Узел подключения к МН

Подводящий нефтепровод отсекается секущей задвижкой № 749/3 (Т-1Э)

					<i>Организация технологических процессов приема, хранения и отгрузки нефти на примере Томской области</i>							
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<b>Расчетная часть</b>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>		
<i>Разраб.</i>		<i>Мамаев А.А.</i>		<i>11.06</i>						<i>71</i>	<i>124</i>	
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>		<i>11.06</i>				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А				
<i>Консульт.</i>												
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>		<i>11.06</i>								

на узле подключения имеет функцию управления по СДКУ и АРМ-оператора. Приоритет управления этой задвижкой принадлежит ТДП «СДКУ», резервное управление из операторной НПС «Орловка» Томского РНУ. При условии снятия блокировки управления ТДП и МДП имеется возможность управления с АРМ-оператора. Расстояние от ПСП до точки врезки в МН – 230 метров. В точке подключения имеются:

- датчик давления РТ 2111 и показывающий манометр РІ 2114;
- задвижка № 749/3 (Т-1Э) диаметр – 300 мм, давление – 6,3 МПа, с электроприводом;
- подводящий нефтепровод диаметр – 200 мм;
- датчик давления РТ 2112 и показывающий манометр РІ 2115;
- изолирующая диэлектрическая вставка;
- обратный клапан ОК-1 диаметр – 200 мм, давление – 6,3 МПа;
- задвижка № ЗД1 диаметр – 200 мм, давление – 6,3 МПа;
- датчик давления РТ 2113 и показывающий манометр РІ 2116.

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		72



Таблица 10 – Объекты НПС «Александровская»

Объект	Состав и характеристики
1	2
Площадка фильтров грязеуловителей (Блок фильтров)	3 фильтра грязеуловителя МИГ-ФБ диаметром 1500 мм
Система измерения количества и показателей качества нефти с трубопоршневой установкой	<p>СИКН с двумя рабочими ИЛ, одной контрольно-резервной ИЛ и товарной нефтью по ГОСТ Р 51858-2002 в качестве рабочей среды. Рабочие условия для СИКН:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Диапазон расхода от 31 до 185 т/ч и давления от 0,68 до 6,3 МПа;</li> <li>– Режим работы: периодический/постоянный;</li> <li>– Режим управления: отсечной арматурой - ручной, регуляторами расхода в БИЛ - ручной, регуляторами расхода на выходе из БПУ - автоматизированный;</li> </ul> <p>СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Измерение массы брутто нефти по каждой ИЛ и СИКН в целом с пределами допускаемой относительной погрешности рабочими ПР массового <math>\pm 0,25\%</math> и контрольно-резервными ПР массового <math>\pm 0,2\%</math>;</li> <li>– Автоматическое определение массы нетто нефти с ручным вводом показателей качества с пределом допускаемой относительной погрешности <math>\pm 0,35\%</math>;</li> <li>– автоматическое измерение: а) плотности нефти при рабочих температуре и давлении; б) объемной доли воды; в) избыточного давления нефти в трубопроводах СИКН; г) температуры нефти;</li> <li>– слив нефти из оборудования и технологических трубопроводов в дренажные трубопроводы. Последующее заполнение технологических трубопроводов без остатков воздуха;</li> </ul>

## Окончание таблицы 10

1	2
Площадка регуляторов расхода	2 регулятора расхода с электроприводом РР1 и РР2 диаметром 800 мм и давлением 6,3 МПа (перепад давления на регуляторе – не более 1,5 кгс/см <sup>2</sup> ).
Площадка регуляторов давления	2 регулятора давления сегментных с электроприводом РД1 и РД2 диаметром 800 и давлением 6,3 МПа.
Предохранительные клапаны и сбросной трубопровод	Узел предохранительных клапанов состоит из 11 СППК4Р-150-16нж. СППК установлен перед СИКН и на входе в резервуарный парк. Сброс нефти осуществляется в РВС№33,34.
Резервуарный парк	Резервуарный парк общим объемом 280000 м <sup>3</sup> (РВС 20000 – 14 шт.); из расчета 3-х суточной производительности поставки нефти.
Стационарная аккредитованная лаборатория	Испытательная лаборатория нефти и нефтепродуктов имеет аттестат аккредитации, включает все методы испытаний нефти в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51858-2002.
Операторная	Операторная ПСП оборудована системой сбора и обработки информации (СОИ), АРМ-оператора. Имеется телефонная, селекторная диспетчерская связь с диспетчером ТДП, организован канал передачи информации.
Объекты производственно-вспомогательного комплекса	– объекты энергоснабжения; – объекты пожаротушения; – водопровод; – хозяйственно бытовая канализация; – емкости промышленно ливневой канализации и хозяйственно бытовых стоков.
Установка пенного пожаротушения	Пожарные сухотрубы с ГПС-600.

### 5.1.1 Система приема перекачки нефти через СИКН

Не менее чем за 2 часа до начала – окончания отпуска нефти на ПСП «Александровское» из магистрального нефтепровода в товарные емкости НПС «Александровская», оператор товарный НПС «Александровская» дает письменный запрос телефаксограммой оператору РНУ «Стрежевой», с указанием времени начала, окончания приема нефти и значение почасового расхода, согласно утвержденного и согласованного с СДКУ действующему на месяц Плану-графику отпуска нефти на ПСП «Александровское» на текущие сутки. Технологический режим перекачки нефти через СИКН постоянный/периодический. В процессе эксплуатации СИКН и перед проведением

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

контроля метрологических характеристик должны быть проверены на герметичность: блок измерительной линии, запорная регулирующая арматура.

Масса нефти измеряется с помощью, установленных на измерительных линиях массовых расходомеров. Показатели качества нефти определяются с помощью приборов, установленных на линии измерения показателей качества: плотность – поточным плотномером; объемное содержание воды – влагомером. Одновременно осуществляется измерение давления и температуры нефти на измерительных линиях и в линии измерения показателей качества нефти.

Нефть через краны шаровые поступает в блок фильтров. Далее, пройдя фильтры (рабочий или резервный), нефть поступает во входной коллектор измерительных линий. Из входного коллектора блока измерительных линий нефть через краны шаровые поступает в рабочие измерительные линии и далее, пройдя сенсоры массовых расходомеров, ручные регуляторы расхода, краны шаровые поступает в выходной коллектор блока измерительных линий.

На входном коллекторе блока измерительных линий установлено устройство пробозаборное (ПЗУ) щелевого типа «Булгарметротех». Через ПЗУ, кран шаровой нефть поступает в блок фильтров БИК. Перепад давления на фильтрах контролируются приборами поз. (PDIS – преобразователь перепада давления). Пройдя фильтры (рабочий или резервный), через кран шаровой, электронасос Н-1 или Н-2, подает нефть в линию измерения показателей качества нефти. На насосах контролируется перепад давления (PDIS – преобразователь перепада давления), уровень заполнения нефтью (LT – сигнализатор уровня) и выполнен контроль защиты уплотнения приборами (PIS – электроконтактный манометр).

На линии измерения качества нефти смонтированы:

- ПР- пробоотборник ручной;
- АП- автоматические пробоотборники;
- ПП- плотномер;
- ПВ- вязкозиметр;

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

- ВЛ- поточный влагомер;
- УОСГ- устройство определения свободного газа;
- FE- турбинный преобразователь расхода.

Выход нефти из линии измерения показателей качества осуществляется через кран шаровой. Расход нефти через БИК контролируется позицией FE – турбинный преобразователь расхода, а регулируется при помощи изменения частоты на обмотках электродвигателя работающего насоса.

Автоматическое поддержание постоянного расхода нефти обеспечивается клапанами регуляторами, расположенными после СИКН, на открытой площадке ПСП. Автоматическое регулирование учитывает суммарные показания массовых и компенсирует перераспределение потоков между измерительными линиями в БИЛ во время проведения КМХ и поверки. Обеспечивает постоянство давления в магистральном трубопроводе и СИКН.

В технологической схеме СИКН предусмотрены две закрытые дренажные системы.

В систему дренажа неучтенной нефти входит:

- Дренажные краны КШ и краны сброса воздуха, смонтированные во входном коллекторе нефти и БФ;
- Дренажные краны КШ, в БИЛ;
- Дренажные краны КШ смонтированы в воздушники, воронки, смонтированные в БИК.

Контроль утечек в дренажную систему неучтенной нефти осуществляет сигнализатор уровня. Дренажная система соединяется внешним трубопроводом с емкостью поз. ЕП-1 в ПСП, где неучтенная нефть из ЕП-1 насосом Н-1 через запорную арматуру подается на вход СИКН.

В систему дренажа учтенной нефти входит:

- Дренажные краны КШ, воздушники, воронки для протечек смонтированные в блоке измерительной линии после массовых (ПР – пробоотборник ручной);

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

– Дренажные краны КШ, установленные на блок поверочной установки.

Контроль утечек в дренажную систему учтенной нефти осуществляется сигнализатором уровня. Дренажная система соединяется внешним трубопроводом с емкостью поз. ЕП-2 в ПСП, где учтенная нефть подается через клапаны регулятора давления в резервуарный пар для хранения нефти.

На рабочее место оператора товарного ПСП «Александровское» и диспетчера ТДП, СДКУ должны быть выведены основные параметры работы СИКН:

- расход нефти по каждой ИЛ и в БИК;
- давление и температура нефти по каждой ИЛ и в БИК;
- перепад давления на фильтрах;
- данные об уровне нефти в резервуарах;
- показания плотномеров, влагомера, вискозиметра, состояние ИФС;
- процент открытия регулятора расхода;
- процент открытия регулятора давления и величина давления после регулятора; - сигнализация положения задвижек (открыты, закрыты);
- давление в трубопроводе «до» и «после» обратного клапана узла подключения;
- данные о качестве нефти в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002.

### 5.1.2 Сведения о климатических условиях

Климатические характеристики, принятые в соответствии с СП 20.13330.2016, НПС «Александровская», которая расположена в окрестностях г. Стрежевой в Томской области представлены в таблице – 11.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

Таблица 11 – Климатические нагрузки НПС «Александровская»

Абсолютная максимальная температура	+ 36°С
Абсолютная минимальная температура	– 55°С
Среднегодовая температура воздуха	– 1,5°С
Среднемесячная температура января	– 23,5°С
Расчетная зимняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки	– 40°С
Расчетный вес снежного покрова	240 кг/м <sup>2</sup>
Нормативная ветровая нагрузка	38 кг/м <sup>2</sup>

## 5.2 Алгоритм технологического расчета модельного нефтепровода

Расчет модельного нефтепровода условно можно разделить на 3 этапа [7]:

- 1) определение полных потерь напора в трубопроводе;
- 2) определение количества насосных станций и их расстановки;
- 3) определение объема резервуарных парков в системе нефтепровода.

Алгоритм представлен в виде блок-схемы на рисунке 8.

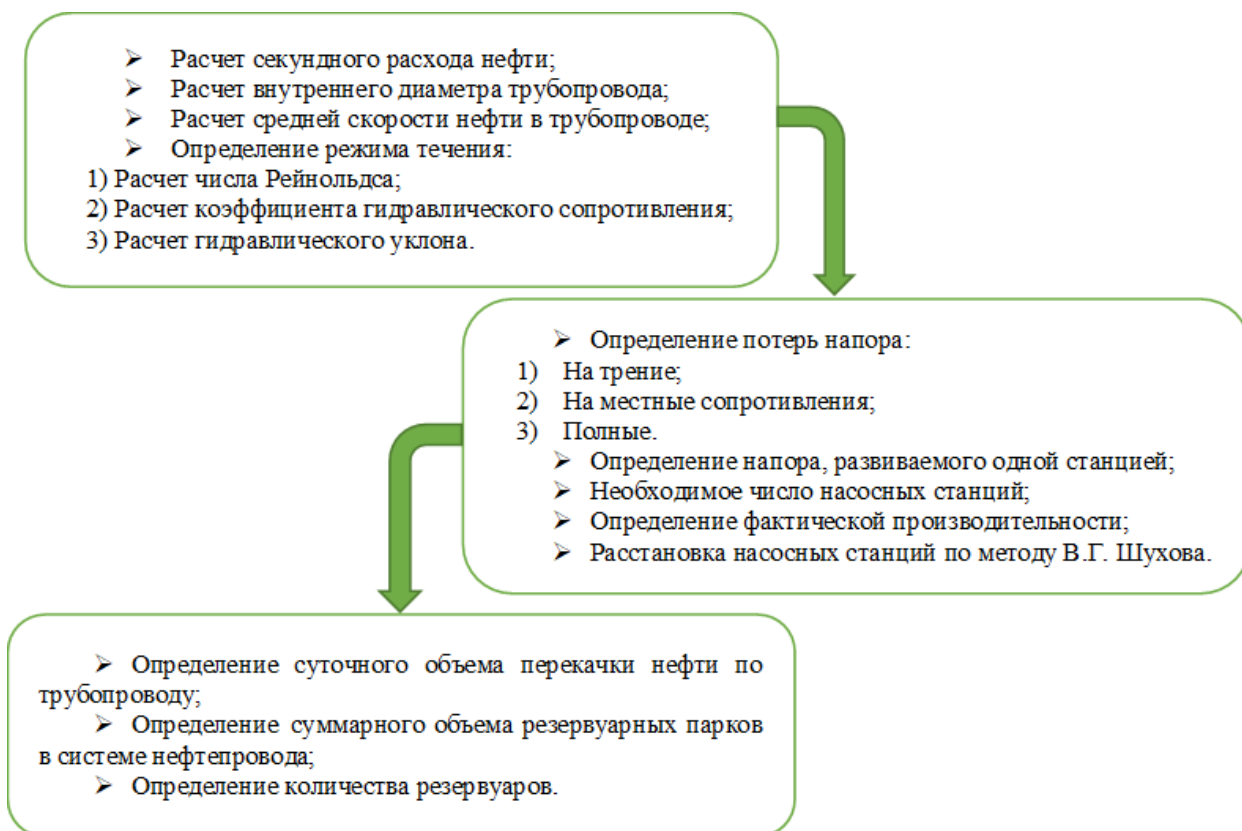


Рисунок 8 – Алгоритм технологического расчета модельного трубопровода, с целью определения суммарного объема резервуарного парка

### 5.2.1 Технологический расчет модельного трубопровода для определения суммарного объема резервуарных парков.

Данный расчет основан на [7].

В качестве параметров модельного трубопровода были взяты следующие значения (Таблица 12).

Таблица 12 – Параметры модельного трубопровода

Параметры	
$d_{\text{нар}}$ - диаметр наружный, мм	1220
Q - производительность, млн.т/год	60
L – длина трубопровода, км	818
$\Delta z = z_2 - z_1$ - разность отметок начала и конца т/п, м	15
$\rho$ - средняя плотность, т/м <sup>3</sup>	0,845
$P_1$ - давление насосной станции, кгс/см <sup>2</sup>	63
$P_2$ - давление в конце участка, кгс/см <sup>2</sup>	3,0
$\nu$ – средняя расчетная кинематическая вязкость, см <sup>2</sup> /сек	0,25
$e$ - средняя абсолютная шероховатость, мм	0,1
$h_{\text{мс}}$ - потери на местные сопротивления, м	$0,02h_{\text{тр}}$
$\delta$ - толщина стенки, мм	12
h – высота грунта над верхней образующей трубы, м	1

Секундный расход нефти:

$$Q_c = \frac{Q_r}{N_r \cdot 24 \cdot \rho \cdot 3600}, \quad (5.1)$$



где  $N_r = 350$  дней – расчетное число рабочих дней для магистрального нефтепровода  $d_{нар} =$  свыше 820 мм и  $L =$  свыше 700 (нормальные условия прокладки) км по таблице 2.

Таблица 13 – Расчетное число рабочих дней МН [7]

Протяженность, км	Диаметр нефтепровода, мм	
	до 820 включительно	свыше 820
до 250	357	355
свыше 250 до 500	356/355	353/351
свыше 500 до 700	354/352	351/349
свыше 700	352/350	349/350

$$Q_c = \frac{60 \cdot 10^6}{350 \cdot 24 \cdot 0,845 \cdot 3600} = 2,34 \frac{\text{м}^3}{\text{с}},$$

Внутренний диаметр трубопровода определяется по формуле 5.2:

$$d = D - 2\delta, \quad (5.2)$$

$$d = 1220 - 2 \cdot 12 = 1196 \text{ мм},$$

Средняя скорость течения нефти по трубопроводу рассчитывается по формуле 5.3:

$$V = \frac{4 \cdot Q_c}{\pi \cdot d^2}, \quad (5.3)$$

$$V = \frac{4 \cdot 2,37}{\pi \cdot 1,196^2} = 2,1 \frac{\text{м}}{\text{с}},$$

Проверка режима течения:

$$Re = \frac{V \cdot d}{\nu}, \quad (5.4)$$

$$Re = \frac{2,1 \cdot 1,196}{0,25 \cdot 10^{-4}} = 100464,$$

Турбулентный режим движения ( $Re > Re_{кр} = 2320$ ),

Определим область 1:

$$\frac{10d}{e} = \frac{10 \cdot 1196}{0,2} = 59800$$

Определим область 2:

$$\frac{500d}{e} = \frac{500 \cdot 1196}{0,2} = 2990000$$

$Re_1 < Re < Re_2$  – Переходная зона (Область Альтшуля)

Коэффициент гидравлического сопротивления определяется по формуле:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left( \frac{e}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}, \quad (5.5)$$

$$\lambda = 0,11 \cdot \left( \frac{0,2}{1196} + \frac{68}{100464} \right)^{0,25} = 0,018,$$

Гидравлический уклон определяется по следующей формуле:

$$i = \frac{\lambda \cdot V^2}{d \cdot 2g}, \quad (5.6)$$

$$i = \frac{0,018 \cdot 2,1^2}{1,196 \cdot 2 \cdot 9,81} = 0,0033,$$

Потери напора на трение в трубопроводе:

$$h_{\text{тр}} = i \cdot L, \quad (5.7)$$

$$h_{\text{тр}} = 0,0033 \cdot 818 \cdot 10^3 = 2700 \text{ м},$$

Потери напора на местные сопротивления:

$$h_{\text{мс}} = 0,02 \cdot h_{\text{тр}}, \quad (5.8)$$

$$h_{\text{мс}} = 0,02 \cdot 2700 = 54 \text{ м},$$

Полные потери напора в трубопроводе:

$$H = h_{\text{тр}} + h_{\text{мс}} + \Delta z, \quad (5.9)$$

$$H = 2700 + 54 + 15 = 2754 \text{ м},$$

### Расстановка насосных станций

Напор, развиваемый одной насосной станцией:

$$H_{\text{ст}} = \frac{P_1 - P_2}{\rho}, \quad (5.10)$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

$$H_{\text{ст}} = \frac{63 - 3}{845} \cdot 10^4 = 710 \text{ м,}$$

Необходимое число насосных станций:

$$n = \frac{H}{H_{\text{ст}}}, \quad (5.11)$$

$$n = \frac{2754}{710} = 3,87,$$

Округляем в большую сторону наше значение, значит  $n_1 = 4$ .

Размещение насосных станций по трассе нефтепровода выполняем по методу В.Г.Шухова. Из точки начала нефтепровода в масштабе высот откладываем напор, развиваемый всеми четырьмя станциями:

$$\sum H_{\text{ст}} = H_{\text{ст}} \cdot n = 710 \cdot 4 = 2840 \text{ м,}$$

Точку *A* соединяем с точкой *B* прямой линией (рисунок 9). Уклон этой линии больше гидравлического уклона, так как округление станций сделано в большую сторону. Прямую *OA* делим на 4 равных отрезка (по числу станций), т.е. каждый отрезок представляет собой напор одной станции. Из точек деления проводим линии, параллельные наклонной прямой *AB*. Точки пересечения с профилем дают местоположение станций с 1 по 4.

По формуле определяем фактическую производительность:

$$Q_1 = Q_c \cdot \left(\frac{n_1}{n}\right)^{\frac{1}{2-m}}, \quad (5.12)$$

где  $m = 0,25$  – коэффициент Лейбензона для зоны гидравлических труб

$$Q_1 = 2,34 \cdot \left(\frac{4}{3,87}\right)^{\frac{1}{2-0,25}} = 2,38 \frac{\text{м}^3}{\text{с}},$$

Фактическая производительность больше расчетной на 1,7 %.

Если нет ресурсов для увеличения расчетного расхода, то станции будут работать при пониженном напоре, а именно:

					Расчетная часть	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$H_{ст1} = \frac{H}{n_1} = \frac{2754}{4} = 688 \text{ м}$$

На рисунке 9, линии падения напора изображены тонкими линиями.

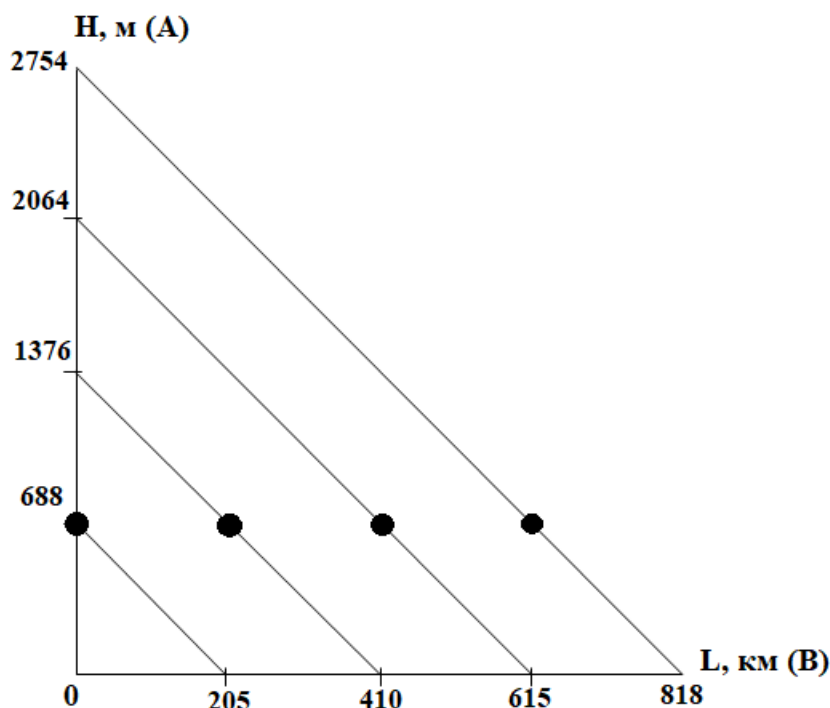


Рисунок 9 – Расстановка насосных станций по методу В.Г.Шухова

### Определение объема резервуарных парков в системе магистральных нефтепроводов

На магистральных нефтепроводах резервуарные парки размещаются:

- на головной насосной станции;
- на границах эксплуатационных участков;
- в местах подкачки нефти с ближайших месторождений или сброса нефти попутным потребителям.

Суммарный объем резервуарных парков в системе магистрального нефтепровода рассчитывается по формуле 5.13:

$$V_p = V_{сут} \cdot [(n_э - n_y - 1)(0,3 \dots 0,5) + n_y(1 \dots 1,5) + (2 \dots 3)], \quad (5.13)$$

где  $V_{сут}$  - суточный объем перекачки нефти по трубопроводу;

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

$n_э$  - число эксплуатационных участков протяженность 400...600км;

$n_у$  - число насосных станций на границе эксплуатационных участков.

Суточный объем перекачки нефти по трубопроводу равен:

$$V_{сут} = Q_c \cdot 24 \cdot 3600 = 202176 \text{ м}^3, \quad (5.14)$$

Суммарный полезный объем резервуарных парков нефтепровода ориентировочно распределяется следующим образом:

- головная насосная станция 2...3
- НПС на границе эксплуатационных участков 0,3...0,5
- то же при проведении приемно-сдаточных операций 1...1,5

$$V_p = 202176 \cdot [(0 - 1 - 1) \cdot 0,5 + 1 \cdot 1 + 2] = 404352 \text{ м}^3,$$

Для определения необходимого общего объема резервуарных парков величину их полезного объема надо поделить на коэффициент пользования емкости определяем из источника (таблица 14).

Таблица 14 – Рекомендуемые величины коэффициента пользования емкости  $\eta_p$  [7]

Емкость резервуара	Величина $\eta_p$ для резервуаров		
	без понтона	с понтоном	с плавающей крышей
До 5000 м <sup>3</sup> включительно	0,85	0,81	0,80
От 10000 до 30000 м <sup>3</sup>	0,88	0,84	0,83

Выбираем резервуар без понтона 20000 м<sup>3</sup> – коэффициент =0.88

$$V_{общ} = \frac{V_p}{0,88}, \quad (5.15)$$

$$V_{общ} = \frac{404352}{0,88} = 459490 \text{ м}^3,$$

Определим количество резервуаров:

$$n = \frac{V_{\text{общ}}}{20000} = \frac{459490}{20000} = 22,97 \approx 23.$$

Таким образом, потребуется 23 резервуара объемом 20000 м<sup>3</sup>.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86



Таблица 15 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б тп	Б рек	Б нс	К тп	К рек	К нс
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,1	5	5	5	0,5	0,5	0,5
2. Удобство в эксплуатации	0,15	5	4	5	0,75	0,6	0,75
3. Надежность	0,15	4	5	4	0,6	0,75	0,6
4. Безопасность	0,15	4	4	4	0,6	0,6	0,6
5. Энергоэкономичность	0,1	4	3	2	0,4	0,3	0,2
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Цена	0,15	5	5	3	0,75	0,75	0,45
2. Конкурентоспособность	0,1	5	5	4	0,5	0,5	0,4
3. Финансирование научного исследования	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
4. Срок выхода на рынок	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
Итого	1	42	41	36	4,6	4,5	3,95

Б тп – техническое перевооружение;

Б рек – реконструкция;

Б нс – новое строительство.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum V_i \cdot B_i, \quad (6.1)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

$V_i$  - вес показателя (в долях единицы);

$B_i$  – балл i-го показателя.

Конкурентоспособность технического перевооружения составила 4,6, в то время как реконструкции - 4,5 и нового строительства - 3,95. Результаты показывают, что данная научно-исследовательская разработка является конкурентоспособной и имеет преимущества по таким показателям, как



повышение производительности труда пользователя, удобство эксплуатации для потребителей, надежность и энергоэкономичность.

### 6.1.2 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

В рамках третьего этапа должна быть составлена итоговая матрица SWOT-анализа.

После того как сформулированы четыре области SWOT переходят к реализации второго этапа, который состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

На третьем этапе составляется итоговая матрица SWOT (Таблица 16)

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

Таблица 16 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны научно исследовательского проекта:</p> <p>С1. Экономичность технологии.</p> <p>С2. Экологичность технологии</p> <p>С3. Более свежая информация, которая была использована для разработки технологии.</p> <p>С4. Возможность продолжения эксплуатации объектов.</p>	<p>Слабые стороны научно исследовательского проекта:</p> <p>Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки</p> <p>Сл2. Отсутствие сертификации</p> <p>Сл3. Вывод оборудования из эксплуатации.</p> <p>Сл4. Большой срок поставки материалов.</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ</p> <p>В2. Появление потенциального спроса на новые разработки</p> <p>В3. Уменьшение значимости или достоинства конкурентных</p> <p>В4. Использование инфраструктуры АО «Транснефть - Центральная Сибирь»</p>	<p>Привлечение различных инновационных структур может увеличить экономичность проекта и использование новых технологий (В1С1С3, В4С1С2С3С4). Появление спроса на НИР позволит продолжить использование объектов без вывода их из эксплуатации (В3С3С4).</p>	<p>Инновационные структуры различных организаций могут оказать помощь в сроках поставки материалов, получения сертификации и разработки прототипов НИР (В1Сл1Сл2, В4Сл2Сл3Сл4). Появление спроса также помогает развивать НИР в данном направлении (В2Сл1Сл2).</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Отсутствие спроса на новые технологии</p> <p>У2. Появление конкуренции</p> <p>У3. Введения дополнительных государственных требований к сертификации</p> <p>У4. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства</p>	<p>Основной угрозой НИР является несвоевременное финансирование работ, которое оказывает влияние на экономичность проекта, его экологичность, а также растянуть проведение работ на длительный срок, при этом эксплуатация объекта будет частично невозможна (У4С1С2С4). Помимо прочего, отсутствие спроса на новые технологии может создать проблемы с использованием новых технологий (У1С3).</p>	<p>Ввиду отсутствия спроса на новые технологии может осложниться процесс получения сертификации и создания прототипов (У1Сл1Сл2). На них же может оказать влияние факт введения дополнительных гос. требований (У3Сл1Сл2). Проблемы с финансированием могут повлиять на срок поставки материалов и процесс вывода оборудования из эксплуатации (У4Сл3Сл4).</p>

## 6.2 Планирование научно-исследовательских работ

### 6.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой входят научный руководитель и инженер. Составим перечень этапов работ и распределим исполнителей по данным видам работ (Таблица 17).

Таблица 17 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор темы исследований	2	Подбор и изучение литературы по теме	Инженер
	3	Выбор алгоритма исследований	Руководитель, инженер
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Анализ существующих технологий измерения количества нефти	Инженер
	6	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Инженер
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, Инженер
	8	Определение целесообразности проведения процесса	Руководитель, Инженер
	9	Оформление пояснительной записки	Инженер
	10	Разработка презентации и раздаточного материала	Инженер

### 6.2.2. Определение трудоемкости выполнения работ

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

определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости  $t_{ожі}$  используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}, \quad (6.2)$$

где  $t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы чел.-дн.;

$t_{mini}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{maxi}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_{pi}$ , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (6.3)$$

где  $T_{pi}$  – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Рассчитаем продолжительность 1 работы – разработка технического задания:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 3}{5} = 1,8 \text{ чел - дн.};$$

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i} = \frac{1,8}{1} = 1,8 \text{ дн.}$$

### 6.2.3. Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (6.4)$$

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:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (6.5)$$

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 для пятидневной рабочей недели равен:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48$$

Коэффициент календарности для шестидневной рабочей недели равен:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 66} = 1,22$$

Все рассчитанные значения сведены в Таблице 18:

Таблица 18 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях $T_{pi}$	Длительность работ в календарных днях $T_{ki}$
	$t_{min}$ , чел-дни	$t_{max}$ , чел-дни	$t_{ож}$ , чел-дни			
Подбор и изучение материалов по теме	10	13	11,2	Инженер	11,2	17
Составление и утверждение технического задания	1	3	1,8	Руководитель	1,8	3
Выбор алгоритма исследований	5	7	5,8	Руководитель, инженер	2,9	4
Календарное планирование работ по теме	3	6	4,2	Руководитель, инженер	2,1	3
Анализ существующих методов измерения	10	15	12	Инженер	12	18
Проведение теоретических расчетов и обоснование	10	14	11,6	Инженер	11,6	17
Оценка результатов исследования	3	5	3,8	Руководитель, инженер	1,9	3
Определение целесообразности проведения процесса	3	5	3,8	Руководитель, инженер	1,9	3
Оформление пояснительной записки	12	17	14	Инженер	14	21
Разработка презентации и раздаточного материала	5	7	5,8	Инженер	5,8	9
Итого, дн.						96

№ работ	Вид работ	Исполнители	Ткi, кал. дн.	февр.		март			апрель			май			июнь	
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2
1	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	17	■												
2	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	3		■											
3	Выбор алгоритма исследований	Руководитель, инженер	4		■	■										
4	Календарное планирование работ теме	Руководитель, инженер	3			■	■									
5	Анализ существующих методов	Инженер	18			■										
6	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Инженер	17					■								
7	оценка результатов исследования	Руководитель, инженер	3							■						
8	Определение целесообразности преецесса	Руководитель, инженер	3								■					
9	Оформление пояснительной записки	Инженер	21								■					
10	Разработка презентации и раздаточного материала	Инженер	9												■	
■ Инженер																
■ Руководитель																

Рисунок 10 – Календарный план-график проведения НИ

### 6.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты НТИ;
- затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- затраты научные и производственные командировки;
- контрагентные расходы;

- накладные расходы.

### 6.3.1 Расчет затрат на специальное оборудование для проведения исследования

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, устройств и механизмов), необходимого для проведения диагностики.

Все расчеты по приобретению спецоборудования, используемого для каждого исполнения, приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Затраты на приобретение спецоборудования

Наименование оборудования	Количество единиц оборудования	Цена единицы оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, руб.
Ноутбук Lenovo	1	1	30000
Итого:			30000

### 6.3.2 Основная заработная плата исполнителей исследования

Статья включает в себя основную заработную плату  $Z_{\text{осн}}$  и дополнительную заработную плату  $Z_{\text{доп}}$ .

$$Z_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} \cdot Z_{\text{доп}}, \quad (6.6)$$

Дополнительная заработная плата составляет 12-20% от  $Z_{\text{осн}}$ . Основная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (6.7)$$

Где  $T_p$  – продолжительность работ, выполняемых исполнителем проекта, раб. Дн.;

$Z_{\text{дн}}$  – среднедневная заработная плата работника, руб.;

Среднедневная заработная плата работника определяется по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (6.8)$$

Где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96



при отпуске в 24 раб.дней  $M=11,2$  месяцев, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб.дней  $M=10,4$  месяцев, 6-дневная неделя;

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени исполнителей проекта, раб.дн (таблица 20).

Таблица 20 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней - выходные дни/праздничные дни	66	118
Потери рабочего времени - отпуск и невыходы по болезни	56	28
Действительный годовой фонд рабочего времени	243	219

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p, \quad (6.9)$$

Где  $Z_{тс}$  – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$  – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30%  $Z_{тс}$ );

$k_d$  – коэффициент доплат и надбавок, принимаем 0,2;

$k_p$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

### 6.3.3 Дополнительная заработная плата исполнителей исследования

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}, \quad (6.10)$$

Где  $k_{\text{доп}}$  – коэффициент дополнительной заработной платы (принимая равный 0,15).

Оклады взяты в соответствии с занимаемыми должностями ТПУ.

Расчет заработной платы руководителя (шестидневная рабочая неделя):

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}} = 29500 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 57525 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{57525 \cdot 10,4}{243} = 2462 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_{\text{р}} = 2462 \cdot 7,7 = 18957 \text{ руб}$$

$$Z_{\text{доп}} = 0,15 \cdot 18957 = 2844 \text{ руб.}$$

Расчет заработной платы инженера (пятидневная рабочая неделя):

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}} = 16200 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 31590 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{31590 \cdot 11,2}{219} = 1616 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_{\text{р}} = 1616 \cdot 46,2 = 74659 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{доп}} = 0,15 \cdot 74659 = 11199 \text{ руб.}$$

Результаты расчета по заработной плате всех исполнителей проекта приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Расчет заработной платы

	Исполнитель проекта	
	Руководитель	Инженер
$Z_{\text{тс}}$ , руб.	29500	16200
$Z_{\text{м}}$ , руб.	57525	31590
$Z_{\text{дн}}$ , руб.	2462	1616
$Z_{\text{осн}}$ , руб.	18957	74659
$Z_{\text{доп}}$ , руб.	2844	11119
Итого, руб.	111288	135184

В результате данных расчетов посчитана основная заработная плата у исполнителей проекта. Из таблицы 20 видно, что ставка руководителя наибольшая, но итоговая основная заработная плата получилась наибольшей

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

у инженера, так как основная заработная плата зависит от длительности работы над проектом.

### 6.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды

Отчисления во внебюджетные фонды включают в себя установленные законодательством РФ нормы органов государственного социального страхования (ФСС), пенсионный фонд (ПФ) и медицинское страхование (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (6.11)$$

Где  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.)

В таблице 21 представлены результаты по расчет отчислений во внебюджетные фонды всех исполнителей.

Таблица 21 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель проекта	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	18957	2844
Инженер	74659	11119
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,302	
Итого		
Руководитель	6584	
Инженер	25904	

### 6.3.5 Накладные расходы

Накладные расходы включают прочие затраты организации, которые не учтены в предыдущих статьях расходов: оплата услуг связи, электроэнергии, интернета и т.д.

Величина накладных расходов определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (6.12)$$

Где  $k_{нр}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы, принимаем в размере 16%.

$$Z_{накл} = (Z_{м} + Z_{об} + Z_{осн} + Z_{доп} + Z_{внеб}) \cdot 0,16$$

$$Z_{накл} = (30000 + 93616 + 13963 + 32488) \cdot 0,16 = 27210 \text{ руб.}$$

### 6.3.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат на исследование является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на проект приведено в таблице 22.

Таблица 22 – Бюджет затрат на исследование

Наименование статьи	Сумма, руб	Примечание
1. Затраты на специальное оборудование	30000	6.3.1
2. Затраты по основной заработной плате	93616	6.3.2
3. Затраты по дополнительной заработной плате	13963	6.3.3
4. Отчисления во внебюджетные фонды	32488	6.3.4
5. Накладные расходы	27210	16% от суммы ст.1-4
6. Бюджет затрат на исследование	197277	Сумма ст. 1-5

Бюджет затрат проекта равен 197277 рублей. Наибольший процент бюджета составляет основная заработная плата (47,4%).

### 6.4 Определение ресурсоэффективности

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (6.13)$$

Где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности;

$a_i$  – весовой коэффициент разработки;

$b_i$  – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Проведем расчет интегрального показателя ресурсоэффективности в форме таблицы 23.

Таблица 23 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Косвенный метод основанный на гидростатическом принципе	Косвенный метод статических измерений
1. Энергоэкономичность	0,2	4	5
2. Надежность	0,2	5	5
3. Безопасность	0,2	4	4
4. Долговечность	0,1	4	4
5. Удобство эксплуатации	0,3	3	3
Итого	1,00		

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности по значениям таблицы 23:

$$I_{кгп} = 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,1 \cdot 4 + 0,3 \cdot 3 = 3,9$$

$$I_{кси} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,1 \cdot 4 + 0,3 \cdot 3 = 4,1$$

Согласно расчетам интегрального показателя ресурсоэффективности наиболее оптимальным резервным способом измерения будет являться применение косвенного метода статических измерений.

## Заключение

В результате выполнения данного раздела ВКР был проведен анализ конкурентных технических решений, который помог выбрать наиболее подходящий метод измерения количества нефти, а именно косвенный метод статических измерений.

Построен календарный план-график работ по проведению исследования каждого из исполнителей. Общее количество дней на выполнение исследования составляет 96 дня.

Бюджет затрат проекта на исследование для выполнения расчетов равен 197277 рублей. Наибольший процент бюджета составляет основная заработная плата (47,4%).

Сравнение эффективности проведения исследования показало целесообразность применения косвенного метода статических измерений в качестве резервного способа измерений, который имеет самый высокий показатель ресурсоэффективности  $I_p=4,1$ .

Опираясь на результаты полученных результатов данного раздела, можно сделать вывод, что исследование оптимального метода измерения нефти является экономически обоснованным.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

## 7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

### Введение

В данном разделе рассматривается социальная ответственность за соблюдение требований производственной, экологической безопасности, а также безопасности в случае возникновения ЧС. Рабочее место находится в операторной, узел подключения вынесен в отдельное здание. Учет ведется средствами измерения количества и показателей качества нефти. Работы производятся в дневное время суток.

Объектом исследования является НПС или ПСП. Район расположения сети МГ и газопроводов: районы Томской области, расположенные в пределах Западно – Сибирской равнины. Характер территории – равнинный, высотные отметки на данной местности не превосходят отметки в 150 м. Болотно-лесистая местность занимает огромную часть территории.

Область применения: транспортировка и хранение товарной нефти.

### 7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

#### 7.1.1. Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства

В соответствии с Трудовым кодексом РФ от 30.12.2001 №197 – ФЗ (ред. от 30. 04. 2021), на рабочих участках с вредными и опасными условиями труда, работодатель в свою очередь обязан обеспечить работника средствами, специализированными под данный вид работы, согласно типовым отраслевым нормам (СИЗ, репелленты и т.д.). Работники без средств индивидуальной защиты, касок защитных и других необходимых средств защиты к работе не допускаются.

					Организация технологических процессов приема, хранения и отгрузки нефти на примере Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Мамаев А.А.			<b>Социальная ответственность</b>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.		11.06			103	124
Консульт.				11.06		Отделение нефтегазового дела		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Группа 2Б7А		
				11.06				

Также работодатель обязан обеспечить коллектив работников при строительстве объекта транспорта углеводородного сырья всеми необходимыми санитарно-бытовыми помещениями (склады для материалов, гардеробы, душевые, сушилки для одежды, помещения для отдыха, приема пищи и проч.) согласно строительным нормам и правилам, коллективному договору, тарифному соглашению.

В документах о решениях по организации прописываются форма организации труда (бригадный, вахтовый, экспедиционно-вахтовый; режим труда; режим отдыха; состав бригад.

При описании режимов труда: указывается продолжительность смены, вахты, количества смен в месяц, трудовой распорядок дня, часы начала рабочего дня, часы окончания рабочего дня, сменные перерывы на отдых, перерывы на прием пищи.

При строительстве переходов в экстремальных погодных условиях (повышенные или пониженные температуры) работодатель должен обеспечить работников дополнительными средствами индивидуальной защиты от холода или жары, дополнительными санитарно-бытовыми помещениями для обогрева, дополнительным временем приема пищи для восстановления.

## **7.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Согласно Приказу Минтруда России от 11.12.2020 №883Н «Об утверждении Правил по охране труда при строительстве, реконструкции и ремонте», подготовка санитарно-бытовых помещений и устройств должны быть закончены до начала строительных работ, и отвечать всем стандартам сообщества. При реконструкции старых существующих санитарно-бытовых помещений необходимо учитывать новые правила обустройства помещений, особенности местности проведения работ, количество работников, оснастить всеми необходимыми средствами для комфортного отдыха. Производственные участки территории, рабочие места должны быть

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		104



оснащены: необходимыми средствами индивидуальной, коллективной защиты; средствами пожаротушения; линиями связи; сигнализациями и другими необходимыми средствами обеспечивающих безопасные и надежные условия труда строительному персоналу в соответствии с нормативными документами. Все объекты санитарно-бытовых, производственных помещений, места отдыха, проходы, рабочие места должны быть расположены на безопасных расстояниях за пределами опасных зон. На действующих опасных зонах при производстве должны быть установлены защитные ограждения, не позволяющие работнику без надобности проникнуть в эту зону. В потенциально опасных зонах устанавливаются сигнальные ограждения, знаки безопасности. Проезды, переходы на территории производства не должны быть загромождены, замусорены. Рабочие участки должны быть всегда содержаться в чистоте и порядке, периодически очищаться от мусора, хлама, ненужных для производства объектов.

Все помещения организации должны быть оборудованы согласно принятым нормативным документам, санитарно-бытовые помещения иметь в наличии аптечки, носилки, шины и другие средства первой и основной медицинской помощи пострадавшему на объекте.

Согласно ГОСТ 22269-76 «Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места» при взаимном расположении элементов рабочего места необходимо учитывать: рабочую позу человека-оператора; пространство для размещения человека-оператора; возможность обзора элементов рабочего места; возможность обзора пространства за пределами рабочего места; возможность ведения записей, размещения документации и материалов, используемых человеком-оператором.

### **7.3 Производственная безопасность**

Далее в разделе будут рассмотрены вредные и опасные факторы, оказывающее влияние на работников, участвующих в технологическом

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

процессе на НПС, согласно «ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

В таблице 24 приведены возможные опасные и вредные факторы характерные для НПС.

Таблица 24 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
<b>Вредные факторы:</b>				
1. Повышенный уровень шума	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности;
2. Повышенный уровень общей вибрации	-	-	+	ГОСТ 12.1.012 – 2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования;
3. Повышенная загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны	+	-	+	ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования;
4. Повышенный уровень статического электричества	-	-	+	ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация;
<b>Опасные факторы:</b>				
5. Движущиеся машины и механизмы оборудования на производстве	+	+	+	ГОСТ 12.4.124-83 ССБТ. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования;
6. Поражение электрическим током	-	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности;
7. Пожаро- и взрывоопасность	-	-	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

**Превышение уровня шума**

Источниками шума на НПС могут стать установки для подогрева нефти(печи), а также насосные установки.

Длительное воздействие шумов отрицательно сказываются на эмоциональном состоянии персонала, а также может привести к снижению слуха.

Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ эквивалентный уровень шума (звука) не должен превышать 80 дБА.

Для предотвращения негативного воздействия шума на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты.

Коллективные средства защиты:

- борьба с шумом в самом источнике;
- борьба с шумом на пути распространения (экранирование рабочей зоны (постановкой перегородок, диафрагм), звукоизоляция).

Средства индивидуальной защиты:

- наушники; ушные вкладыши
- соблюдение режима труда и отдыха.

### ***Превышение уровня общей вибрации***

Основными источниками общей вибрации на НПС являются насосные установки. Нарушения здоровья работающего, обусловленные локальной или общей вибрацией, складываются из поражений нейрососудистой, нервно-мышечной систем, опорно-двигательного аппарата, изменений обмена веществ и др. При всех видах вибрационной болезни нередко наблюдаются изменения со стороны центральной нервной системы, которые связаны с комбинированным действием вибрации и интенсивного шума, постоянно сопутствующего вибрационным процессам.

Согласно ГОСТ 12.1.012 – 2004 ССБТ Машину не относят к виброопасным, если в любых режимах работы и любых условиях ее нормального применения максимальное полное среднеквадратичное значение скорректированного виброускорения не превышает  $0,5 \text{ м/с}^2$  для локальной и  $0,1 \text{ м/с}^2$  для общей вибрации. Вибрационные характеристики таких машин допускается не заявлять и не подтверждать.

При выборе средств и методов защиты от вибрации следует руководствоваться ГОСТ 26568-85. В случае с насосными установками, следует применять средства индивидуальной защиты (СИЗ) от вибрации.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		107

СИЗ подразделяют по месту контакта работника с вибрирующим объектом:

- СИЗ рук работника;
- СИЗ ног работника;
- СИЗ тела работника;
- СИЗ головы работника (подголовники).

### ***Превышение загазованности и запыленности воздуха рабочей зоны***

Нефть содержит легкоиспаряющиеся вещества, опасные для здоровья и жизни человека и для окружающей среды. Предельно допустимые концентрации нефтяных паров и опасных веществ нефти в воздухе рабочей зоны установлены в ГОСТ 12.1.005 и гигиенических нормативах (ГН 2.2.5.3532 – 18).

Нефть относят к 3-му классу опасности (предельно допустимая концентрация аэрозоля нефти в воздухе рабочей зоны — не более 10 мг/м<sup>3</sup> по гигиеническим нормативам).

Нефть, содержащую сероводород (дигидросульфид) с массовой долей более 20 млн<sup>1</sup>, считают сероводородсодержащей и относят ко 2-му классу опасности. Предельно допустимая концентрация сероводорода (дигидросульфида) в воздухе рабочей зоны — не более 10 мг/м<sup>3</sup>, сероводорода (дигидросульфида) в смеси с углеводородами C<sub>1</sub>—C<sub>5</sub> — не более 3 мг/м<sup>3</sup>. класс опасности — 2 по гигиеническим нормативам.

При хранении, транспортировке нефти и приемо-сдаточных операциях должны быть приняты меры, исключающие или снижающие содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны до уровня не более предельно допустимого и обеспечивающие выполнение требований охраны окружающей среды.

При отборе проб нефти, выполнении технологических и производственных операций, проведении испытаний следует соблюдать общие правила безопасности, инструкции по охране труда и промышленной безопасности. При работах с нефтью необходимо применять индивидуальные

					Социальная ответственность	Лист
						108
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

средства защиты(СИЗ) согласно типовым отраслевым нормам, утвержденным в установленном порядке.

### ***Повышенный уровень статического электричества***

Из-за диэлектрических свойств нефти и нефтепродуктов в насосных установках, РВС и технологических трубопроводах может возникать статическое электричество.

Согласно ГОСТ 12.4.124-83 ССБТ существуют средства коллективной защиты и средства индивидуальной защиты. К средствам коллективной защиты от статического электричества относятся:

- заземляющие устройства.

Совокупность заземлителя и заземляющих проводников называется заземляющим устройством. Выполнение заземляющих устройств должно соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.030-81 и ПУЭ. Величина сопротивления заземляющего устройства, предназначенного исключительно для защиты от статического электричества, должна быть не выше 100 Ом.

- нейтрализаторы.

Устройство, предназначенное для снижения уровня электростатических зарядов путем ионизации электризующегося материала или среды вблизи его поверхности.

- увлажняющие устройства.

Устройство, обеспечивающее необходимую влажность поверхности или объема заряженного материала.

- антиэлектростатические вещества.

Антиэлектростатические вещества должны обеспечивать снижение удельного объемного электрического сопротивления материала до величины  $10^7$  Ом·м, удельного поверхностного электрического сопротивления до величины 10 Ом, метод определения которых указан в ГОСТ 6433.2-71, ГОСТ 6581-75. Содержание паров антистатиков в рабочей зоне не должно превышать предельно допустимых концентраций по ГОСТ 12.1.005-88.

- экранирующие устройства.

					Социальная ответственность	Лист
						109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Устройство, обеспечивающее снижение напряженности электростатического поля и количество аэроионов в рабочей зоне до допустимых значений за счет их концентрации в ограниченном объеме вне этой зоны. Экранирующие устройства должны быть заземлены в соответствии с требованиями ПУЭ.

Средства индивидуальной защиты в зависимости от назначения делятся на:

- специальную одежду антиэлектростатическую;
- специальную обувь антиэлектростатическую;

Электрическое сопротивление между подпятником и ходовой стороной подошвы обуви должно быть от  $10^6$  до  $10^8$  Ом.

- предохранительные приспособления антиэлектростатические (кольца и браслеты);

Антиэлектростатические кольца и браслеты должны обеспечивать электрическое сопротивление в цепи человек - земля от  $10^6$  до  $10^7$  Ом. Заземляющий проводник антиэлектростатического браслета должен обеспечивать свободу перемещения рук.

- средства защиты рук антиэлектростатические.

Для изготовления антиэлектростатической специальной одежды должны применяться материалы с удельным поверхностным электрическим сопротивлением не более  $10^7$  Ом. Метод определения удельного поверхностного электрического сопротивления по ГОСТ 19616-74. Электрическое сопротивление между токопроводящим элементом антиэлектростатической специальной одежды и землей должно быть от  $10^6$  до  $10^8$  Ом.

### ***Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования***

Все движущиеся машины и механизмы на производстве нефтегазовой промышленности, могут стать причиной различного рода телесных повреждений работника отрасли. Так как машины, оборудования представляют собой достаточно небезопасные устройства, в которых

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

участвуют различные подвижные элементы, можно предположить, что повреждения, которые влекут за собой, могут быть достаточно серьезными для человека. При автоматизированном производстве, т.е. без участия человека, возникает риск неожиданных движений оборудования без ведома работника.

Ситуации, связанные с такими несчастными случаями, влекут за собой летальные исходы(смерть), серьезные телесные повреждения (переломы, ушибы), а также материальные убытки (поломка устройства, механизмов, приборов).

Меры по предупреждению таких ситуаций выполняются в виде:

- установок ограждений на периметре работающих установок, оборудования;
- использование работниками средств индивидуальной защиты;
- использование оборудования, находящихся в списке реестра используемых устройств организации.

Данный вид опасных факторов регламентируется и контролируется ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ.

### ***Поражение электрическим током.***

Источником поражения электрическим током могут являться плохо изолированные токопроводящие части, провода.

Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний.

Значение напряжения в электрической цепи должно удовлетворять ГОСТ 12.1.038-82 и быть не более 50 мА.

Для защиты от поражения электрическим током применяют коллективные и индивидуальные средства.

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		111

знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки.

### ***Пожаро- и взрывоопасность.***

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, трубопровод под давлением.

Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход.

Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам 300 мг/м<sup>3</sup>, при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДБК), для паров нефти 2100 мг/м<sup>3</sup>. К средствам тушения пожара, предназначенных для локализации небольших загораний, относятся пожарные стволы, огнетушители, сухой песок, асбестовые одеяла, вода и т. п. Для предотвращения взрыва необходимо осуществлять постоянный контроль давления по манометрам в трубопроводе.

## **7.4 Экологическая безопасность**

Решение проблемы защиты окружающей среды возможно только при широком внедрении современных методов снижения испарения нефтепродуктов при хранении, а также хранении нефтепродуктов способами, исключающими выделение загрязняющих веществ в атмосферу, водоемы и грунтовые воды. В связи с этим разработаны способы улавливания и

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		112



утилизации паров нефтепродуктов, созданы конструкции хранилищ, оборудования и аппаратуры, снижающие выделение вредных веществ в атмосферу.

Основными источниками загрязнения окружающей среды являются "большие и малые дыхания" и вентиляция газового пространства резервуара со стационарными крышами.

Для снижения потерь нефтепродуктов при испарении в процессе хранения в резервуарах применяют следующие способы и технологическое оборудование:

- хранение нефтепродукта под слоем инертного газа;
- улавливание и регенерация нефтепродуктов;
- применение газоуравнительной системы;
- применение дисков-отражателей;
- применение тепло - и лучеотражающих покрытий;
- хранение нефтепродуктов под повышенным давлением.

Так же на НПС магистральных нефтепроводов образуются сточные воды, которые подразделяются на: подтоварные, промывочные, атмосферные, производственные, специальные и хозяйственно-фекальные. Прием сточных вод осуществляется двумя системами промышленной канализации - промышленно-ливневой и специальных стоков (при операциях с этилированными бензинами).

Сточные воды, поступающие в промышленную канализацию, содержат значительное количество нефтепродуктов и механических примесей, поэтому предусматриваются сооружения по их очистке.

Промышленно-ливневые сточные воды очищают механическим (процеживание, отстаивание, фильтрование и т.п.) и физико-химическим (коагулирование, нейтрализация, химическое окисление и т.п.) методами. Специальные стоки очищают механическим методом в сочетании с физико-химическим. Механическая очистка служит для извлечения из сточных вод главным образом минеральных примесей. Физико-химическая очистка

					Социальная ответственность	Лист
						113
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

следует за механической и служит для извлечения или разрушения органических примесей.

В качестве сооружений по очистке сточных вод применяются: песколовки, нефтеловушки, пруды дополнительного отстаивания, фланиационные установки, экстракционные установки.

## **7.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Наибольшую опасность при аварии на НПС представляет возможность взрыва и возгорания паров нефти при разливах вследствие разрушения технологического трубопровода. Исходя из статистических данных, основным показателем, определяющим взрывопожаробезопасность станции, является частота возникновения взрыва (пожара) в течение года, которая для технологических зданий и сооружений составляет  $1 \cdot 10^{-5}$ .

В результате аварии на НПС может произойти резкое ухудшение санитарно-экологической обстановки как на территории станции, так и за ее пределами за счет воздействия нефти на почву, а также за счет повышения концентрации паров нефти в атмосферном воздухе размещения района НПС, которая кратковременно (в течение 1 часа) может превышать предельно допустимые значения в 3-60 раз.

### **7.5.1 Мероприятия по предотвращению ЧС**

В целях уменьшения риска возникновения аварий на НПС проводятся следующие организационно-технические мероприятия согласно РД 153-39.4-056-00:

1. Проводятся периодические и внеочередные инструктажи с обслуживающим персоналом.
2. Со всем обслуживающим персоналом НПС в соответствии с утвержденными главным инженером предприятия графиками и программами проводится техническая учеба, противоаварийные тренировки. Периодичность проведения противоаварийных тренировок не реже 1 раза в квартал.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		114

3. Регулярно проводится проверка знаний ИТР и обслуживающего персонала, организовано повышение квалификации в учебных комбинатах.

4. Организована техническая диагностика основного оборудования, техническое обслуживание и ремонт оборудования, зданий и сооружений, приборов и т.д. согласно утвержденных главным инженером предприятия графиков ППР (Планово-предупредительный ремонт).

5. Проводится работа по приобретению современных приборов контроля, сигнализации, замене морально и физически устаревшего оборудования.

6. На НПС должен быть разработан в соответствии с РД 153-39.4-056-00 индивидуальный план ликвидации возможных аварий (ПЛВА), который утвержден главным инженером предприятия и согласован с районными органами МЧС, ГПС, МВД и СЭС. ПЛВА содержит оперативную, техническую часть и порядок взаимоотношений и взаимодействия владельцев НПС с организациями местных органов власти, органами технического и экологического надзора и гражданской обороны.

7. Организовано ежесуточное дежурство на дому патрульной группы из трех человек, возглавляемых ИТР в соответствии с графиком дежурства.

8. Разработана схема оповещения руководства НПС, РНУ и местных органов МЧС, ГПС, МВД и СЭС на случай возникновения чрезвычайной ситуации (ЧС) на НПС.

9. На случай возникновения пожара насосный зал должен быть оборудован автоматической системой пожаротушения. Кроме того, насосный зал должен быть оснащен первичными средствами пожаротушения согласно РД 153-39.4-056-00: огнетушитель ОВП-100 - 4 шт., ящик с песком - 2 шт., огнетушитель ОХП-10 - 4 шт., лопата - 4 шт., ведро - 4 шт., багор - 2 шт.

10. Для предотвращения увеличения концентрации взрывоопасных газов общее укрытие магистральных насосных агрегатов оборудовано системой вентиляции.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		115

## Выводы по разделу

В ходе выполнения данного раздела была проведена оценка правовых и организационных вопросов обеспечения безопасности, а также производственной и экологической безопасности при технологических процессах на НПС.

Были выделены вредные (повышенный уровень шума, повышенный уровень общей вибрации, повышенная загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны, повышенный уровень статического электричества) и опасные производственные факторы (движущие машины и механизмы, поражение электрическим током, взрыво- и пожароопасность), и обоснованы мероприятия по их устранению.

Во время рассмотрения экологической безопасности было выявлено, что загрязнению в разной степени подвержены атмосфера, гидросфера и литосфера. Основной удар приходится именно на атмосферу вследствие «больших и малых дыханий» РВС.

Изучив нормативную документацию, было выявлено, что главной из возможных ЧС являются взрывы и пожары. Для обеспечения взрыво-пожаробезопасности работники должны быть оснащены спецодеждой, обувью и другими средствами индивидуальной защиты. Также для предупреждения и ликвидации данных ЧС должен проходить соответствующий инструктаж и мероприятия тренировочного характера для работников НПС, а места, более подверженные этим ЧС, должны быть оборудованы приспособлениями и технологиями для устранения и минимизации взрывов и пожаров.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		116

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены необходимые конструктивные и технические особенности объектов, осуществляющих прием, хранение, учет и отгрузку нефти. Рассмотрен объект ПСП «Александровское» и его элементы. На основе рассмотренной нормативно-технической документации и специальной литературы по данной теме, сделаны следующие выводы:

– При приеме и отгрузки нефти ведется ее качественный и количественный учет. Осуществляется он при помощи различных методов и оборудования. Наиболее распространенные, и часто применяемые, методы: Прямой и косвенный динамический метод, и косвенный метод статистических измерений. Прямой и косвенный динамический метод реализуется в СИКН и является основным методом учета качества и количества на объектах магистральных трубопроводов. Прямой метод более предпочтителен из-за применения массовых расходомеров, которые имеют ряд преимуществ в сравнении с объемными. Косвенный метод статических измерений является резервным средством измерения на объектах магистральных трубопроводов. С точки зрения ресурсоэффективности данный метод является наиболее предпочтителен в сравнении с другими, это объясняет широкий спектр его применения. Но не смотря на все преимущества этих методов, они имеют один существенный недостаток – погрешность при измерениях, которая характерна оборудованию и приборам, используемым в процессе измерения.

– Прием и отпуск нефти осуществляется через резервуары. Для ведения технологических процессов, на каждый резервуар в составе резервуарного парка, составляются градуировочные таблицы и технологические карты, которые являются основой приемо-сдаточных операций и определяют

					<i>Организация технологических процессов приема, хранения и отгрузки нефти на примере Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Мамаев А.А.</i>		<i>11.06</i>	<b>Заключение</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>		<i>11.06</i>			<i>117</i>	<i>124</i>
<i>Консульт.</i>						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>		<i>11.06</i>				

технологические возможности резервуаров. Градуировочные таблицы являются основой метрологических характеристик, которые определяют вместимость каждого резервуара с учетом дефектов какой-либо отдельной составляющей. Технологические карты определяют множество факторов технологического процесса, наиболее важными из них можно выделить: производительность заполнения и опорожнения, высоты верхнего и нижнего аварийного, допустимого, нормативного уровня разлива. Производительность заполнения и опорожнения определяется исходя из типа резервуара, а также при условиях электростатической безопасности. Уровни и объем нефти в резервуарах измеряются при помощи приборов и датчиков, также имеют в конструкции каждого резервуара, реализованы датчики аварийных, верхнего и нижнего, уровней сигнализирующие о предельном заполнении. Для учета при приемо-сдаточных операциях, в случае отказа СИКН, применяется косвенный метод статистических измерений. При измерении объема пользуются измерительными рулетками с лотом. Для измерений качественных характеристик отбирается объединенная проба с верхнего, среднего и нижнего уровня, после чего проводится замер показателей качества в испытательной лаборатории.

– Системы измерения количества и показателей качества широко применяются на объектах магистрального трубопровода и имеют особую важность при учете принимаемой и отгружаемой нефти. Их состав и оборудование подбирается в зависимости от того, какие характеристики нужно измерить у проходящей через них продукции. Задачи СИКН это определение количественных и качественных характеристик нефти с помощью поточных средств измерения. Также при отказе поточных средств измерения качества, предусматривается измерения, посредством отобранных проб, в испытательной лаборатории. Преимуществом этих систем является их компактность и оперативность измерений, для приемо-сдаточных операций это, безусловно, важные качества. Недостатком является погрешность приборов, производящих измерения.

					<i>Заключение</i>	<i>Лист</i>
						118
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

В работе был проведен технологический расчет модельного нефтепровода с заданными параметрами, с целью определения суммарного объема резервуарных парков, необходимого для данного нефтепровода. Суммарный объем резервуарных парков, по результатам расчета, составил 459490 м<sup>3</sup> или 23 РВС объемом 20000 м<sup>3</sup>.

					Заключение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		119

## Список использованных источников

1. Б.Н. Мастобаев, А.М. Нечваль, М.М. Гареев, Т.В. Дмитриева, А.Р. Валеев, С.А. Сарданашвили, М.В. Лурье, В.А. Поляков, Г.Г. Васильев, Ю.Д. Земенков, А.Л. Пимнев, Р.В. Агиней, Л.Е. Землеруб. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Справочное пособие: в 2 т./ под общ. Ред. Ю.В. Лисина. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2017. – Т. 1. – 494 с.

2. Б.Н. Мастобаев, А.М. Нечваль, М.М. Гареев, Т.В. Дмитриева, А.Р. Валеев, С.А. Сарданашвили, М.В. Лурье, В.А. Поляков, Г.Г. Васильев, Ю.Д. Земенков, А.Л. Пимнев, Р.В. Агиней, Л.Е. Землеруб. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Справочное пособие: в 2 т./ под общ. Ред. Ю.В. Лисина. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2017. – Т. 2. – 519 с.

3. Г.К. Лебедев, В.Г. Колесников, Г.Е. Зиканов, О.Н. Лайков (часть I); Ю.К. Ищенко, Г.А. Ритчик, Л.В. Дубень, Н.Е. Калпина. Правила технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту. - М.: «Недра», 1988 год.

4. В.И. Черников. Сооружение и эксплуатация нефтебаз. Издание второе, переработанное и дополненное. – Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, М.: 1955г. – 312 с.

5. Абузова Ф. Ф. , И. С. Бронштейн и др. Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов при их транспортировке и хранении //М.: недра. – 1981. – Т. 260. – С. 6.

6. Лоповок С.С. Моделирование процесса заполнения резервуара нефтепродуктами. Тезисы докладов 68-й международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2014»,

					<i>Организация технологических процессов приема, хранения и отгрузки нефти на примере Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Мамаев А.А.</i>		<i>11.06</i>	<b>Список использованных источников</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>		<i>11.06</i>			<i>120</i>	<i>124</i>
<i>Консульт.</i>						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>		<i>11.06</i>				



секция «Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта», 14–16 апреля, 2014 г.

7. П.И. Тугунов, В.Ф. Новосёлов, А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002. – 658с.

8. А. А. Коршак, Г. Е. Коробков, Е. М. Муфтахов. Нефтебазы и АЗС: Учебное пособие –Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2006. – 416 с.

9. «Хранение нефти и нефтепродуктов»: учеб. пособие / под общ. ред. Ю.Д. Земенкова. – 2-е изд., перераб. и доп. – Тюмень: Издательство «Вектор Бук», 2013. – 536 с.

10. ГОСТ 27751–2014 Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200115736> (дата обращения 15.03.2021).

11. ГОСТ 31385-2016 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200138636> (дата обращения 03.03.2021).

12. ГОСТ 1510-84. Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение (с Изменениями). [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <http://docs.cntd.ru/document/gost-1510-84> (дата обращения 04.03.2021).

13. РД 34.21.526-95 Типовая инструкция по эксплуатации металлических резервуаров для хранения жидкого топлива и горячей воды. Строительные конструкции. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294817/4294817771.htm> (дата обращения 05.03.2020).

14. СП 155.13130.2014 Свод правил склады нефти и нефтепродуктов требования пожарной безопасности. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200108948> (дата обращения 01.04.2021).

					Список использованных источников	Лист
						121
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

15. РД-23.020.00-КТН-053-17 Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз.

16. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200028839> (дата обращения 11.04.2021).

17. ГОСТ 8.587-2019 Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200169617> (дата обращения 19.04.2021).

18. ГОСТ 34396-2018 Системы измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200159377?marker=8Q60LV> (дата обращения 03.05.2021).

19. ГОСТ 2477-2014 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200120803#7D20K3> (дата обращения 04.05.2021).

20. ГОСТ 1756–2000 Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200011970> (дата обращения 04.05.2021).

21. ГОСТ 11851–85 Нефть. Метод определения парафина. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200024284> (дата обращения 04.05.2021).

22. ГОСТ 2177–99 Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200005690> (дата обращения 04.05.2021).

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		122

23. ГОСТ Р 50802–95 Нефть Метод определения сероводорода, метил– и этилмеркаптанов. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200026835> (дата обращения 04.05.2021).

24. ГОСТ Р 52247–2004 Нефть. Методы определения хлорорганических соединений. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200036301> (дата обращения 05.05.2021).

25. Р 50.2.076–10 Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчета. Программа и таблицы приведения. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200085688> (дата обращения 05.05.2021).

26. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200118606> (дата обращения 17.04.2021).

27. ГОСТ 12.1.012 – 2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200059881> (дата обращения 17.04.2021).

28. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200270> (дата обращения 17.04.2021).

29. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200000277> (дата обращения 17.04.2021).

30. ГОСТ 12.4.124-83 ССБТ. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200006078> (дата обращения 17.08.2020).

31. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <https://docs.cntd.ru/document/901702428> (дата обращения 19.04.2021).

					Список использованных источников	Лист
						123
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

32. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200233> (дата обращения 19.04.2021).

33. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 09.03.2021) // Собрание законодательства РФ. – Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <https://docs.cntd.ru/document/901807664> (дата обращения 01.04.2021).

34. Приказ Минтруда России от 15.12.2020 № 903н «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 № 61957)// Глава 27. Охрана труда при выполнении работ на электродвигателях. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_372952/dede42b2606bc1e1d719b6a5f42e3032b7b560e8/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_372952/dede42b2606bc1e1d719b6a5f42e3032b7b560e8/) (дата обращения 01.04.2021).

35. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 № 116-ФЗ (с изменениями от 08.12.2020). [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <https://docs.cntd.ru/document/9046058> (дата обращения 03.04.2021).

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		124