

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ТРАНСНЕФТЬ»  
(ПАО «ТРАНСНЕФТЬ»)

УТВЕРЖДАЮ

Вице-президент  
ПАО «Транснефть»



П.А. Ревель-Муроз

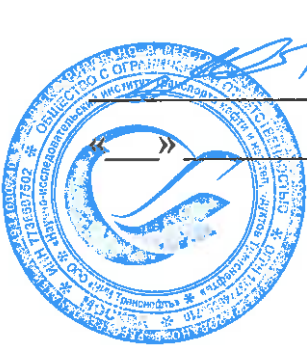
2017 г.

## РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

**Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов**

### **ПРАВИЛА ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ, НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ И НЕФТЕБАЗ**

Первый заместитель  
генерального директора  
ООО «НИИ Транснефть»



Я.М. Фридлянд

2017 г.

Директор департамента технического  
развития и эксплуатации объектов  
трубопроводного транспорта  
ПАО «Транснефть»



А.Г. Воронов

«\_\_» 2017 г.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

## Предисловие

1 ДОКУМЕНТ РАЗРАБОТАН обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт транспорта нефти и нефтепродуктов Транснефть» (ООО «НИИ Транснефть»)

2 УТВЕРЖДЕН ПАО «Транснефть»

3 ДАТА ВВЕДЕНИЯ:

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

5 СРОК ДЕЙСТВИЯ – до замены (отмены)

6 Оригинал документа хранится в службе научно-технического обеспечения и нормативной документации управления инновационного развития и НИОКР ПАО «Транснефть»

7 Документ входит в состав отраслевого информационного фонда ПАО «Транснефть»

8 Аннотация

Документ устанавливает правила технической эксплуатации резервуаров для нефти и нефтепродуктов, входящих в состав магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз, расположенных на объектах организаций системы «Транснефть»

9 Подразделение ПАО «Транснефть», ответственное за документ (куратор), – служба эксплуатации резервуарных парков департамента технического развития и эксплуатации объектов трубопроводного транспорта

*Информация о статусе документа, о наличии изменений к настоящему документу, а также тексты изменений могут быть получены в отраслевом информационном фонде ПАО «Транснефть»*

Права на настоящий документ принадлежат ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть».

© ПАО «Транснефть», 2017 г.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

## Содержание

1	Область применения .....	1
2	Нормативные ссылки .....	2
3	Термины и определения .....	13
4	Сокращения .....	17
5	Основные положения.....	19
6	Классификация и типы резервуаров.....	20
7	Приемка резервуаров в эксплуатацию .....	24
8	Техническая эксплуатация резервуаров .....	26
	8.1 Эксплуатационные документы .....	26
	8.2 Технологическая карта .....	29
	8.3 Схемы перекачки.....	31
	8.4 Режим эксплуатации резервуаров.....	31
	8.5 Измерение, учет количества и контроль качества нефти и нефтепродуктов .....	35
9	Техническое обслуживание и текущий ремонт резервуаров и резервуарных парков .....	38
	9.1 Требования к персоналу .....	38
	9.2 Организация технического обслуживания и текущего ремонта резервуаров и резервуарных парков.....	39
	9.3 Градуировка и измерение базовой высоты резервуаров .....	42
	9.4 Техническое обслуживание и текущий ремонт резервуаров.....	43
	9.5 Особенности обслуживания резервуаров с высокосернистой нефтью.....	60
	9.6 Обслуживание средств измерения уровня и отбора проб нефти/нефтепродуктов.....	61
	9.7 Предотвращение накопления и размыв донных отложений.....	62
	9.8 Дренирование подтоварной воды .....	63
	9.9 Контроль за осадкой фундамента резервуаров, трубопроводов и оборудования .....	64
	9.10 Обслуживание задвижек, трубопроводов обвязки резервуаров .....	67
	9.11 Обслуживание производственной канализации.....	67
	9.12 Содержание территории .....	68



ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

9.13	Подготовка резервуаров, оборудования, объектов резервуарного парка к эксплуатации в осенне-зимний и весенне-летний периоды года.....	70
10	Обеспечение безопасной эксплуатации резервуаров .....	72
10.1	Предупреждение аварий и повреждений .....	72
10.2	Система автоматизации резервуарного парка .....	74
10.3	Система пожаротушения и водяного охлаждения .....	78
10.4	Система защиты резервуаров от коррозии .....	81
10.5	Система защиты резервуаров от статического электричества.....	82
10.6	Молниезащита .....	84
11	Вывод резервуаров из эксплуатации.....	86
12	Техническое диагностирование резервуаров .....	88
12.1	Техническое диагностирование вертикальных цилиндрических стальных резервуаров .....	88
12.2	Техническое диагностирование железобетонных резервуаров .....	90
13	Строительство и ремонт резервуаров .....	91
13.1	Основные положения по строительству и ремонту.....	91
13.2	Требования к расчету напряженно-деформированного состояния стенки резервуара .....	93
13.3	Контроль качества ремонта конструкций и фундаментов резервуаров .....	94
14	Требования по охране труда, охране окружающей среды, пожарной безопасности при эксплуатации резервуаров и резервуарных парков .....	96
14.1	Требования по охране труда.....	96
14.2	Требования к охране окружающей среды.....	111
14.3	Требования к пожарной безопасности .....	117
Приложение А (рекомендуемое) Комплекс технических мероприятий по подготовке и проведению испытаний вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов .....		
		119
Приложение Б (рекомендуемое) Комплекс технических мероприятий по подготовке и проведению испытаний железобетонных резервуаров для нефти и нефтепродуктов .....		
		124

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

Приложение В (обязательное) Форма паспорта вертикального цилиндрического стального резервуара.....	127
Приложение Г (обязательное) Форма паспорта железобетонного резервуара .....	147
Приложение Д (обязательное) Форма технологической карты эксплуатации резервуаров для нефти/нефтепродуктов .....	161
Приложение Е (обязательное) Форма журнала текущего обслуживания и ремонта .....	163
Приложение Ж (обязательное) Форма журнал учета установки и снятия заглушек .....	164
Приложение И (обязательное) Форма табеля технологического резерва (неснижаемого запаса) по эксплуатации РП ОСТ .....	165
Библиография .....	166

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

## 1 Область применения

1.1 Настоящий документ устанавливает правила технической эксплуатации резервуаров для нефти и нефтепродуктов, входящих в состав магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз, расположенных на объектах организаций системы «Транснефть».

1.2 Правила технической эксплуатации резервуаров, не установленные настоящим документом, допускается устанавливать в соответствии с правилами [1].

1.3 Настоящий документ распространяется на следующие типы резервуаров:

а) вертикальные цилиндрические стальные резервуары объемом от 100 до 50000 м<sup>3</sup> для нефти и нефтепродуктов, в том числе, оборудованные теплоизоляцией:

- 1) со стационарной крышей без понтона;
- 2) со стационарной крышей с понтоном;
- 3) с плавающей крышей;

б) железобетонные резервуары объемом от 500 до 30000 м<sup>3</sup> для нефти и нефтепродуктов:

- 1) цилиндрические со стационарной крышей без понтона;
- 2) прямоугольные со стационарной крышей без понтона.

1.4 Настоящий документ не распространяется:

- на резервуары с рабочим избыточным давлением более 2,00 кПа;
- на резервуары с разрежением в газовом пространстве более 0,25 кПа;
- на изотермические резервуары;
- на горизонтальные резервуары;
- на резервуары вспомогательных систем механо-технологического оборудования для нефти и нефтепродуктов;
- на нефтеловушки и резервуары статического отстоя в части их оборудования.

1.5 Настоящий документ предназначен для применения ПАО «Транснефть», организациями системы «Транснефть», а также сторонними организациями:

- эксплуатирующими резервуары для нефти и нефтепродуктов;
- являющимися заказчиками технического диагностирования, реконструкции, капитального ремонта и технического перевооружения резервуаров для нефти и нефтепродуктов;
- осуществляющими работы по техническому обслуживанию и ремонту оборудования резервуаров для нефти и нефтепродуктов.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

## 2 Нормативные ссылки

В настоящем документе использованы нормативные ссылки на следующие документы:

ГОСТ 8.570-2000 Государственная система обеспечения единства измерений. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки

ГОСТ 8.587-2006 Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений

ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования

ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ 12.2.020-76 Система стандартов безопасности труда. Электрооборудование взрывозащищенное. Термины и определения. Классификация.

ГОСТ 12.2.044-80 Система стандартов безопасности труда. Машины и оборудование для транспортирования нефти. Требования безопасности

ГОСТ 12.3.003-86 Система стандартов безопасности труда. Работы электросварочные. Требования безопасности

ГОСТ 12.4.059-89 Система стандартов безопасности труда. Строительство. Ограждения предохранительные инвентарные. Общие технические условия

ГОСТ 12.4.087-84 Система стандартов безопасности труда. Строительство. Каски строительные. Технические условия

ГОСТ 12.4.107-2012 Система стандартов безопасности труда. Строительство. Канаты страховочные. Технические условия

ГОСТ 12.4.124-83 Система стандартов безопасности труда. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования

ГОСТ 12.4.253-2013 Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты глаз. Общие технические требования

ГОСТ 17.2.3.02-2014 Правила установления допустимых выбросов загрязняющих веществ промышленными предприятиями

ГОСТ 27.002-2015 Надежность в технике. Термины и определения

ГОСТ 1510-84 Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение

ГОСТ 2517-2012 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

ГОСТ 14254-2015 (IEC 60529:2013) Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP)

ГОСТ 18322-78 Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения

ГОСТ 20911-89 Техническая диагностика. Термины и определения

ГОСТ 22782.0-81 Электрооборудование взрывозащищенное. Общие технические требования и методы испытаний

ГОСТ 23120-2016 Лестницы маршевые, площадки и ограждения стальные. Технические условия

ГОСТ 26887-86 Площадки и лестницы для строительного-монтажных работ. Общие технические условия

ГОСТ 27321-87 Леса стоечные приставные для строительного-монтажных работ. Технические условия

ГОСТ 27372-87 Люльки для строительного-монтажных работ. Технические условия

ГОСТ 31385-2016 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия

ГОСТ 31873-2012 Нефть и нефтепродукты. Методы ручного отбора проб

ГОСТ 32489-2013 Пояса предохранительные строительные. Общие технические условия

ГОСТ Р 8.595-2004 Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений

ГОСТ Р 8.903-2015 Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений

ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия

ГОСТ Р 53324-2009 Ограждения резервуаров. Требования пожарной безопасности

ГОСТ Р 53325-2012 Техника пожарная. Технические средства пожарной автоматики. Общие технические требования и методы испытаний

ГОСТ Р 55971-2014 Нефть и нефтепродукты. Паспорт. Общие требования

СНиП 2.11.03-93 Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы

СП 5.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования

СП 28.13330.2012 Свод правил «СНиП 2.03.11-85 «Защита строительных конструкций от коррозии»



<p>ПАО «Транснефть»</p>	<p>Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз</p>	
-------------------------	--	--

СП 63.13330.2012 Свод правил «СНиП 52-01-2003 «Бетонные и железобетонные конструкции. Основные положения»

СП 155.13130.2014 Склады нефти и нефтепродуктов. Требования пожарной безопасности

Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Издания шестое и седьмое

РД 03-420-01 Инструкция по техническому обследованию железобетонных резервуаров для нефти и нефтепродуктов

РД 39-22-113-78 Временные правила защиты от проявления статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности

РД 50-156-79 Методические указания. Определение вместимости и градуировка железобетонных цилиндрических резервуаров со сборной стенкой вместимостью до 30000 куб. м геометрическим методом

РД 153-39.4-113-01 Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов

РД 153-39ТН-012-96 Инструкция по пожаровзрывобезопасной технологии очистки нефтяных резервуаров

ПР 50.2.106-09 Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок выдачи свидетельств об утверждении типа стандартных образцов или типа средств измерений, установления и изменения срока действия указанных свидетельств и интервала между проверками средств измерений

Р 50.2.040-2004 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение учета нефти при ее транспортировке по системе магистральных нефтепроводов. Основные положения

МИ 2951-2005 Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика выполнения измерений в вертикальных резервуарах в системе магистрального нефтепроводного транспорта

МИ 3275-2016 Государственная система обеспечения единства измерений. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Метрологическое обеспечение учета нефтепродуктов при их транспортировке по магистральным нефтепродуктопроводам. Основные положения

<p>ПАО «Транснефть»</p>	<p>Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз</p>	
-------------------------	--	--

ФР.1.29.2016.24408 Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтепродуктов в вертикальных стальных резервуарах. Методика выполнения измерений косвенным методом статических измерений

ПТЭ НБ-2003 Правила технической эксплуатации нефтебаз

ВНТП 5-95 Нормы технологического проектирования предприятий по обеспечению нефтепродуктами (нефтебаз)

РД-01.120.00-КТН-228-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения

РД-03.100.20-КТН-080-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок ведения товарно-учетных операций при проведении работ по замещению одной марки нефтепродукта на другую в системе магистральных нефтепродуктопроводов ОАО «АК «Транснефть»

РД-03.120.10-КТН-155-11 Требования к подрядным организациям в системе ОАО «АК «Транснефть»

РД-03.220.99-КТН-187-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Транспортировка нефтепродуктов по магистральным трубопроводам методом последовательной перекачки

РД-13.020.00-КТН-128-16 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Обращение с нефтешламами на объектах организаций системы «Транснефть»

РД-13.100.00-КТН-151-13 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Перечень технических устройств, транспортных средств, применяемых на опасных производственных объектах и подлежащих оценке соответствия или экспертизе промышленной безопасности

РД-13.100.00-КТН-183-13 Система управления промышленной безопасностью ОАО «АК «Транснефть»

РД-13.110.00-КТН-260-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила безопасности при эксплуатации объектов ОАО «АК «Транснефть»

РД-13.220.00-КТН-018-12 Пожарная охрана объектов организаций системы «Транснефть»

РД-13.220.00-КТН-142-15 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Системы пенного пожаротушения и водяного охлаждения. Нормы проектирования

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

РД-13.220.00-КТН-148-15 Правила пожарной безопасности на объектах организаций системы «Транснефть»

РД-19.020.00-КТН-356-09 Типовая программа комплексного опробования резервуара вертикального стального для аварийного сброса нефти при приемке после строительства, реконструкции и капитального ремонта

РД-19.020.00-КТН-357-09 Типовая программа комплексного опробования резервуара вертикального стального с понтоном при приемке после строительства, реконструкции и капитального ремонта

РД-19.020.00-КТН-358-09 Типовая программа комплексного опробования железобетонного резервуара при приемке после строительства, реконструкции, капитального ремонта

РД-19.020.00-КТН-359-09 Типовая программа комплексного опробования резервуара вертикального стального с плавающей крышей при приемке после строительства, реконструкции и капитального ремонта

РД-19.020.00-КТН-364-09 Типовая программа комплексного опробования резервуара вертикального стального с купольной алюминиевой крышей при приемке после строительства, реконструкции и капитального ремонта

РД-19.100.00-КТН-299-09 Ультразвуковой контроль стенки и сварных соединений при эксплуатации и ремонте стальных вертикальных резервуаров

РД-23.020.00-КТН-017-15 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Лазерное сканирование резервуаров. Общие положения

РД-23.020.00-КТН-018-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Резервуары стальные вертикальные для хранения нефти и нефтепродуктов объемом 1000-50000 м<sup>3</sup>. Нормы проектирования

РД-23.020.00-КТН-027-10 Методика обследования фундаментов и оснований резервуаров

РД-23.020.00-КТН-141-16<sup>1)</sup> Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технического диагностирования резервуаров

РД-23.020.00-КТН-170-13 Требования к монтажу металлических конструкций вертикальных цилиндрических резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов на объектах нового строительства, технического перевооружения и реконструкции

<sup>1)</sup> Взамен РД-23.020.00-КТН-271-10 с даты введения в действия в порядке, установленном ПАО «Транснефть».

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

РД-23.020.00-КТН-184-10 Правила антикоррозионной защиты резервуаров для хранения нефти и светлых нефтепродуктов

РД-23.020.00-КТН-271-10<sup>1)</sup> Правила технической диагностики резервуаров

РД-23.020.00-КТН-283-09 Правила ремонта и реконструкции резервуаров для хранения нефти объемом 1000-50000 м<sup>3</sup>

РД-23.020.00-КТН-296-07 Руководство по оценке технического состояния резервуаров

РД-23.020.01-КТН-207-10 Руководство по ремонту железобетонных резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов объемом 1000-30000 м<sup>3</sup>

РД-23.040.00-КТН-031-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Системы компенсации нагрузок от приемо-раздаточных патрубков на стенки резервуаров вертикальных стальных. Требования к эксплуатации

РД-23.040.00-КТН-073-15 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Вырезка и врезка «катушек», соединительных деталей, запорной и регулирующей арматуры. Подключение участков магистральных трубопроводов. Требования к организации и выполнению работ

РД-23.040.00-КТН-089-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Требования к организации контроля и обеспечению сохранности качества нефтепродуктов

РД-23.040.00-КТН-148-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Диагностическое обследование соединительных деталей, патрубков и сварных присоединений МН (МНПП). Требования к организации и проведению работ

РД-23.040.00-КТН-186-15 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование и гидроиспытания технологических трубопроводов. Методика выполнения

РД-24.040.00-КТН-062-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Магистральные нефтепроводы. Нормы проектирования

РД-25.160.10-КТН-015-15 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Сварка при строительстве и ремонте стальных вертикальных резервуаров

РД-29.020.00-КТН-027-17 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое обслуживание и ремонт энергетического оборудования

РД-29.240.00-КТН-163-16 Порядок организации работ по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту вдоль трассовых линий электропередачи и средств

<sup>1)</sup> До введения в действие РД-23.020.00-КТН-141-16 в порядке, установленном ПАО «Транснефть».

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

электрохимической защиты объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов

РД-35.240.00-КТН-178-16 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Требования к монтажу оборудования автоматизированных систем управления технологическим процессом

РД-35.240.50-КТН-109-13 Автоматизация и телемеханизация технологического оборудования площадочных и линейных объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Основные положения

РД-35.240.50-КТН-168-13 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое обслуживание и ремонт оборудования систем автоматизации и телемеханики

РД-75.180.00-КТН-030-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Системы компенсации нагрузок от приемо-раздаточных патрубков на стенки резервуаров вертикальных стальных. Требования к монтажу

РД-75.180.00-КТН-158-13 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Система размыва донных отложений в железобетонных резервуарах. Проектирование и эксплуатация

РД-75.200.00-КТН-119-16 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое обслуживание и ремонт механо-технологического оборудования и сооружений НПС

РД-77.060.00-КТН-234-12 Методика контроля антикоррозионного покрытия, металла и сварных швов днища и внутренних металлоконструкций резервуара

РД-91.020.00-КТН-234-10 Нормы проектирования электрохимической защиты магистральных трубопроводов и сооружений НПС

РД-91.120.40-КТН-240-16 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Система защиты от молнии. Нормы проектирования

РД-91.200.00-КТН-175-13 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Нефтеперекачивающие станции. Нормы проектирования

ОТТ-17.020.00-КТН-068-16 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Специализированный рюкзак для переноса товарными операторами инструментов и средств измерений. Общие технические требования

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

ОТТ-23.020.00-КТН-023-16 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Оборудование резервуарное. Устройства размыва донных отложений для резервуаров. Общие технические требования

ОТТ-23.020.00-КТН-159-15 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Оборудование резервуарное. Стационарные пробоотборники. Общие технические требования

ОТТ-23.020.00-КТН-170-12 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Оборудование резервуарное. Водоспускное устройство для стока ливневых вод с поверхности плавающей крыши резервуара. Общие технические требования

ОТТ-23.060.30-КТН-108-15 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Задвижки шиберные. Общие технические требования

ОТТ-23.060.30-КТН-135-16 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Задвижки клиновые. Общие технические требования

ОТТ-25.220.01-КТН-097-16 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования

ОТТ-25.220.01-КТН-187-13 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионное покрытие для защиты внутренней поверхности резервуаров. Общие технические требования

ТПР-23.020.00-КТН-090-16 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Строительство (реконструкция, техническое перевооружение с полной заменой металлоконструкций) РВС объемом 1000 – 3000 м<sup>3</sup> (рулонной сборки). Проект производства работ. Типовые проектные и технические решения

ТПР-23.020.00-КТН-091-16 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Строительство (реконструкция, техническое перевооружение с полной заменой металлоконструкций) РВС (П) объемом 5000 – 50000 м<sup>3</sup> (полистовой сборки). Проект производства работ. Типовые проектные и технические решения

ТПР-23.020.00-КТН-092-16 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Реконструкция (техническое перевооружение) с частичной заменой металлоконструкций, капитальный ремонт РВС (п) объемом 1000 – 20000 м<sup>3</sup> рулонной сборки. Проект производства работ. Типовые проектные и технические решения

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

ТПР-23.020.00-КТН-093-16 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Реконструкция (техническое перевооружение) с частичной заменой металлоконструкций, капитальный ремонт РВС (п, пк) объемом 5000 – 50000 м<sup>3</sup> полистовой сборки. Проект производства работ. Типовые проектные и технические решения

ТПР-23.020.00-КТН-095-16 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Ремонт (реконструкция, техническое перевооружение с частичной заменой металлоконструкций) РВСПА объемом 10000 – 50000 м<sup>3</sup>. Проект производства работ. Типовые проектные и технические решения

ТПР-23.020.00-КТН-250-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Капитальный ремонт и реконструкция ЖБР и подводящих трубопроводов. Типовые проектные и технические решения

ТПР-25.220.01-КТН-006-17 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Нанесение антикоррозионного покрытия на металлоконструкции резервуаров вертикальных стальных при низких температурах окружающей среды проект производства работ. Типовые проектные и технические решения

ТПР-35.240.50-КТН-224-16 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Автоматизация и телемеханизация технологического оборудования площадочных и линейных объектов. Типовые проектные и технические решения

ОР-03.100.10-КТН-013-12 Порядок взаимодействия структурных подразделений ОАО «АК «Транснефть», организаций системы «Транснефть» при закупке материально-технических ресурсов, программного обеспечения, информационно-технологических услуг (работ) и услуг воздушного патрулирования для ОАО «АК «Транснефть» и организаций системы «Транснефть»

ОР-03.100.10-КТН-123-14 Порядок взаимодействия структурных подразделений ОАО «АК «Транснефть» и организаций системы «Транснефть» при закупке работ и услуг по строительству, реконструкции, техническому перевооружению, капитальному ремонту, ремонтно-эксплуатационным нуждам объектов ОАО «АК «Транснефть» и организаций системы «Транснефть»

ОР-03.100.20-КТН-180-15 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок ведения товарно-коммерческих операций с нефтепродуктами при транспортировке по магистральным нефтепродуктопроводам ОАО «АК «Транснефть»

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

ОР-03.100.30-КТН-150-11 Порядок организации огневых, газоопасных и других работ повышенной опасности на взрывопожароопасных и пожароопасных объектах организаций системы «Транснефть» и оформления нарядов-допусков на их подготовку и проведение

ОР-03.100.50-КТН-005-13 Технологическое управление и контроль за работой магистральных нефтепроводов

ОР-03.100.50-КТН-056-16 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок выдачи заданий на проектирование, разработки и экспертизы проектной документации для строительства, технического перевооружения, реконструкции, капитального ремонта и ликвидации объектов организаций системы «Транснефть»

ОР-03.100.50-КТН-109-15 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок ведения товарно-коммерческих операций с нефтепродуктами при сдаче на нефтебазы, АЗС и склады ГСМ по отводам магистральных нефтепродуктопроводов

ОР-03.100.50-КТН-224-12 Подготовка объектов трубопроводного транспорта к устойчивой работе в осенне-зимний период и период весеннего паводка

ОР-03.120.20-КТН-111-17 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Реестр основных видов продукции. Формирование и ведение. Организация экспертизы технической документации, инспекции производства заводов-изготовителей и испытаний продукции, закупаемой организациями системы «Транснефть»

ОР-13.020.00-КТН-181-16 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок взаимодействия ООО «НИИ Транснефть» с организациями системы «Транснефть» при разработке проектов нормативов предельно допустимых выбросов в атмосферу

ОР-13.040.00-КТН-006-12 Контроль воздушной среды на объектах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов

ОР-13.040.99-КТН-162-15 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок взаимодействия структурных подразделений организаций системы «Транснефть» по предоставлению исходных данных для расчета объемов выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от резервуарных парков на производственных объектах организаций системы «Транснефть»

ОР-13.100.00-КТН-030-12 Порядок допуска подрядных организаций к производству работ по строительству, техническому перевооружению, реконструкции, капитальному и текущему ремонту, ремонтно-эксплуатационным нуждам объектов ОАО «АК «Транснефть»



ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

ОР-13.220.10-КТН-066-16 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок эксплуатации систем пенного пожаротушения и водяного охлаждения на объектах организаций системы «Транснефть»

ОР-23.020.00-КТН-027-16 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Продление срока эксплуатации и контроль за техническим состоянием вертикальных стальных резервуаров

ОР-23.020.00-КТН-065-16 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Методика контроля геометрических параметров резервуаров ОАО «АК «Транснефть» методом наземного трехмерного лазерного сканирования при строительстве и ремонте

ОР-23.020.00-КТН-079-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Расчет емкости (полезной) для товарных операций и разработки технологических карт на резервуары и резервуарные парки

ОР-23.020.00-КТН-111-13 Организация и проведение работ по размыву и удалению донных отложений из резервуаров с применением устройств типа «Диоген»

ОР-23.020.00-КТН-230-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Зачистка резервуаров от донных отложений. Порядок организации и выполнения работ

ОР-23.020.00-КТН-278-09 Регламент вывода из эксплуатации, проведения диагностики, капитального ремонта (реконструкции) резервуаров и ввода в эксплуатацию

ОР-23.020.00-КТН-279-09 Специальный регламент по эксплуатации однодечной и двудечной плавающей крыши резервуаров РВСПК, ЖБРПК в зимний период

ОР-23.020.00-КТН-285-09 Специальный регламент по эксплуатации резервуаров типа РВС (П) в зимний период

ОР-23.040.00-КТН-141-11 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое обслуживание и ремонт оборудования и сооружений. Зоны ответственности служб организаций системы «Транснефть»

ОР-23.060.00-КТН-115-10 Порядок технического обслуживания и проверки работоспособности дыхательных и предохранительных клапанов, эксплуатирующихся на резервуарах и емкостях для нефти и нефтепродуктов ОАО «АК «Транснефть»

ОР-75.180.00-КТН-039-08 Требования к технологическим схемам нефтеперекачивающих станций, профилям и схемам линейной части магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть»

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

ОР-91.010.30-КТН-035-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок организации и осуществления авторского надзора за строительством, реконструкцией, техническим перевооружением и капитальным ремонтом производственных объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов

ОР-91.010.30-КТН-111-12 Порядок разработки проектов производства работ на строительство, техническое перевооружение и реконструкцию объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов

ОР-91.010.30-КТН-156-15 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок приемки в эксплуатацию законченных строительством объектов магистральных трубопроводов. Формирование приемо-сдаточной документации

ОР-91.040.00-КТН-109-16 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Требования к службам качества строительных подрядных организаций на объектах организаций системы «Транснефть»

ОР-91.120.40-КТН-020-11 Регламент по эксплуатации комплексной системы защиты объектов организаций системы ОАО «АК «Транснефть» от воздействия опасных факторов молнии, статического электричества и искрения

ОР-91.200.00-КТН-108-16 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок осуществления строительного контроля заказчика при выполнении строительно-монтажных работ на объектах организаций системы «Транснефть»

ОР-91.200.00-КТН-113-16 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок организации и осуществления строительного контроля за строительством, реконструкцией и капитальным ремонтом резервуаров вертикальных стальных

**Примечание** – При пользовании настоящим нормативным документом целесообразно проверить действие ссылочных нормативных документов в соответствии с действующим «Перечнем законодательных актов и основных нормативных и распорядительных документов, действующих в сфере магистрального трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов». Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим нормативным документом следует руководствоваться заменяющим (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

### **3 Термины и определения**

В настоящем документе применены следующие термины с соответствующими определениями:

**3.1 авария на объекте магистрального трубопровода:** Внезапный вылив или истечение опасной жидкости в результате полного разрушения или частичного повреждения

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

трубопровода, его элементов, резервуаров, оборудования и устройств, сопровождаемое одним или несколькими из следующих событий:

- смертельный травматизм;
- травмирование с потерей трудоспособности;
- воспламенение опасной жидкости или взрыв ее паров;
- загрязнение любого водостока, реки, озера, водохранилища или любого другого водоема сверх пределов, установленных стандартом на качество воды, вызвавшее изменение окраски поверхности воды или берегов, или приведшее к образованию эмульсии, находящейся ниже уровня воды, или к выпадению отложений на дно или берега;

- объем утечки составил 10 м<sup>3</sup> и более, а для легкоиспаряющихся жидкостей объем утечки превысил один кубометр в сутки (по РД-01.120.00-КТН-228-14).

3.2 **аварийно-восстановительные работы:** Внеплановые работы по ликвидации аварий и инцидентов.

3.3 **верхний аварийный уровень:** Максимальный уровень заполнения, выше которого заполнение резервуара запрещено по причине конструктивных особенностей и условий эксплуатации резервуара.

3.4 **верхний допустимый уровень:** Уровень нефти (нефтепродуктов) в резервуаре, при достижении которого выполняется автоматическое закрытие задвижек на приемо-раздаточном патрубке резервуара, с целью недопущения превышения верхнего аварийного уровня.

3.5 **верхний нормативный уровень:** Уровень нефти (нефтепродуктов), после достижения которого должны быть выполнены технологические операции по остановке закачки нефти (нефтепродуктов) в резервуар.

3.6 **вместимость резервуара:** Внутренний объем резервуара, который может быть наполнен жидкостью до определенного уровня.

3.7 **градуировка резервуара:** Операция по установлению зависимости вместимости резервуара от уровня его наполнения, выполняемая юридическим лицом, аккредитованным в национальной системе аккредитации в области обеспечения единства измерений на проведение поверки резервуаров.

3.8 **действительная (фактическая) вместимость резервуара:** Вместимость резервуара, установленная при его поверке.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

**3.9 донные отложения:** Осадок в резервуаре, состоящий из нефти и нефтепродуктов, парафина, механических примесей (глины, окислов металлов, песка) и подтоварной воды (по ОР-23.020.00-КТН-230-14).

**3.10 дублер (страхующий):** Человек, который параллельно с кем-либо выполняет одну и ту же работу и может заменить при необходимости основного работника.

**3.11 инцидент на объекте магистрального трубопровода:** Отказ и/или повреждение объекта магистрального трубопровода или его составной части и/или отклонение от режима технологического процесса, приведшие:

- к утечкам нефти/нефтепродуктов объемом менее 10 м<sup>3</sup> без воспламенения нефти/нефтепродуктов или взрыва их паров и без загрязнения водотоков;
- к немедленной остановке перекачки для проведения аварийно-восстановительных работ (по РД-01.120.00-КТН-228-14).

**Примечание** – Согласно ГОСТ 27.002-2015 «Надежность в технике. Термины и определения», термином «отказ» обозначается событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния объекта, а термином «повреждение» – событие, заключающееся в нарушении исправного состояния объекта при сохранении работоспособного состояния.

**3.12 капитальный ремонт/реконструкция резервуара:** Комплекс мероприятий по восстановлению технико-эксплуатационных характеристик с заменой или восстановлением элементов конструкций резервуара и оборудования с выводом резервуара из эксплуатации и зачисткой (по РД-23.020.00-КТН-141-16).

**3.13 нижний аварийный уровень:** Минимальный уровень опорожнения, ниже которого опорожнение резервуара при его эксплуатации запрещено по причине конструктивных особенностей и условий эксплуатации резервуара.

**3.14 нижний допустимый уровень:** Уровень нефти/нефтепродуктов в резервуаре, при достижении которого выполняется автоматическое закрытие задвижек на приемо-раздаточном патрубке резервуара, с целью недопущения опорожнения резервуара ниже нижнего аварийного уровня.

**3.15 нижний нормативный уровень:** Уровень нефти/нефтепродуктов в резервуаре, при достижении которого должны быть выполнены технологические операции по остановке откачки из резервуара.

**3.16 оборудование:** Заводское изделие, имеющее паспорт изготовителя, являющееся совокупностью деталей, узлов, элементов и характеризующееся функциональным и конструктивным единством.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

**3.17 номинальный объем резервуара:** Условная величина, предназначенная для идентификации резервуара при проектировании.

**3.18 опасный производственный объект** (для магистрального трубопровода): Объект магистрального трубопровода или его составная часть, имеющие признаки, по которым они отнесены к опасным производственным объектам в соответствии с Федеральным законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (по РД-01.120.00-КТН-228-14).

Примечание – Признаки, необходимые для отнесения объекта к категории опасных производственных объектов, установлены в приложении 1 Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

**3.19 организации системы «Транснефть»:** Организации, доля участия ПАО «Транснефть» (прямая и/или косвенная) в уставных капиталах которых составляет более 20 %.

**3.20 осадка резервуара:** Вертикальное перемещение отметок окрайки резервуара.

**3.21 подрядчик:** Подрядная организация, заключившая с заказчиком договор на выполнение работ или предоставление услуг на производственном участке заказчика.

**3.22 предельное состояние:** Состояние, при котором дальнейшая эксплуатация изделия недопустима или нецелесообразна.

**3.23 резервуар:** Сооружение, предназначенное для приема, накопления и сдачи нефти/нефтепродуктов.

Примечание – Резервуары в ряде случаев могут использоваться для измерения объема и/или хранения нефти/нефтепродуктов.

**3.24 резервуарный парк:** Комплекс взаимосвязанных резервуаров и другого технологического оборудования, предназначенный для осуществления приема, накопления, измерения объема, сдачи нефти/нефтепродуктов (по РД-01.120.00-КТН-228-14).

**3.25 ремонт:** Комплекс технических операций и организационных действий по восстановлению исправного или работоспособного состояния объекта и восстановлению ресурса объекта или его составных частей (по ГОСТ 27.002).

**3.26 система компенсации нагрузок от приемо-раздаточных патрубков:** Система, состоящая из трех карданных поворотных сильфонных компенсаторов, соединенных трубными вставками и отводом, предназначенная для компенсации относительных пространственных перемещений и герметичного соединения технологического трубопровода и приемо-раздаточного патрубка резервуара.

**3.27 средний ремонт:** Ремонт, выполняемый для восстановления исправности и частичного восстановления ресурса изделий с заменой или восстановлением составных

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

частей ограниченной номенклатуры и контролем технического состояния составных частей, выполняемым в объеме, установленном в нормативной и технической документации (по ГОСТ 18322).

**3.28 текущий ремонт:** Ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспособности изделия и состоящий в замене и(или) восстановлении отдельных частей (по ГОСТ 18322).

**3.29 техническое диагностирование:** Определение технического состояния резервуара (по ГОСТ 20911).

**3.30 техническое задание на проектирование:** Исходный документ на проектирование объекта, устанавливающий основное назначение разрабатываемого объекта, его характеристики, показатели качества и технико-экономические требования, предписание по выполнению необходимых стадий создания документации (конструкторской, технологической, программной и т. д.) и ее состав, а также специальные требования.

**3.31 цикличность нагружения резервуара:** Количество случаев изменения уровня взлива в резервуаре в течение года, при отношении разницы между начальным и конечным уровнем взлива к высоте стенки резервуара более чем 0,2 (по РД-01.120.00-КТН-228-14).

## 4 Сокращения

В настоящем документе применены следующие сокращения:

АКП – антикоррозионное покрытие;

АРМ – автоматизированное рабочее место;

ДП – диспетчерское подразделение;

ЖБР – железобетонный резервуар цилиндрический со стационарной крышей без понтона;

ЖБРП – железобетонный резервуар прямоугольный со стационарной крышей без понтона;

ЗУ – заземляющее устройство;

КПК – комиссия производственного контроля;

КСЗ – комплексная система защиты;

КУР – камера управления резервуара;

ЛПДС – линейная производственно-диспетчерская станция;

МПСА – микропроцессорная система автоматизации;

МТ – магистральный трубопровод;

<p>ПАО «Транснефть»</p>	<p>Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз</p>	
-------------------------	--	--

НДС – напряженно-деформированное состояние;

ОАСУТП – отдел автоматизированных систем управления технологическими процессами;

ОГД – отдел главного диспетчера;

ОГМ – отдел главного механика;

ОГЭ – отдел главного энергетика;

ОП – огневой преградитель;

ОСТ – организация системы «Транснефть»;

ОЭ – отдел эксплуатации;

ПД – проектная документация;

ПДВК – предельно допустимая взрывобезопасная концентрация;

ППР – проект производства работ;

ПРП – приемо-раздаточный патрубков;

ПРУ – приемо-раздаточное устройство;

ПСП – приемо-сдаточный пункт;

ПТ – пожаротушение;

РВС – резервуар вертикальный стальной цилиндрический со стационарной крышей без понтона;

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

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

РВСПК – резервуар вертикальный стальной цилиндрический с плавающей крышей;

Реестр ОВП – Реестр основных видов продукции, применяемой ПАО «Транснефть»;

РНУ – районное нефтепроводное управление;

РП – резервуарный парк;

СА – система автоматизации;

САОР – автоматизированная система оценки технического состояния объектов нефтепровода после сейсмического воздействия;

СВО – систем водяного охлаждения;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

СИКН – система измерений количества и показателей качества нефти/нефтепродуктов;

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

СКНР – система компенсации нагрузок от приемо-раздаточного патрубка на стенку резервуара;

СКС – система контроля и сигнализации;

СОУ – система обнаружения утечек;

СПБ – служба пожарной безопасности;

СППК – сбросной пружинный предохранительный клапан;

СПТ – система (установка) пенного пожаротушения;

СРДО – система размыва донных отложений;

СРО – саморегулируемая организация;

СЭРП – служба эксплуатации резервуарных парков;

ТД – техническая документация;

ТКО – товарно-коммерческие операции;

ТО – техническое обслуживание;

ТОР – техническое обслуживание и ремонт;

ТР – текущий ремонт;

ТТО – товарно-транспортный отдел;

УМН – управление магистральными нефтепроводами;

ЭХЗ – электрохимическая защита.

## 5 Основные положения

5.1 Техническая эксплуатация резервуаров осуществляется в целях обеспечения функционирования МТ в соответствии с эксплуатационными документами и включает в себя использование резервуаров и/или РП по назначению, а также техническое обслуживание, ремонт и техническое диагностирование резервуаров и резервуарного оборудования.

5.2 Техническая эксплуатация резервуаров и/или РП осуществляется ОСТ, несущей ответственность за безопасность его эксплуатации, обеспеченное персоналом и материально-техническими ресурсами, необходимыми для управления, обслуживания и поддержания эксплуатационных параметров резервуара и/или РП в соответствии с ПД.

5.3 Каждый работник ОСТ, назначенный ответственным за эксплуатацию резервуаров и/или РП, несет персональную ответственность за выполнение требований настоящего документа в пределах своей должностной инструкции и производственных инструкций.



ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

5.4 Контроль и ответственность за выполнение требований настоящего документа возлагаются на руководителей ОСТ, филиалов ОСТ (РНУ, УМН) и структурных подразделений (НПС, ЛПДС, нефтебаз, участков).

## 6 Классификация и типы резервуаров

6.1 Для приема, накопления, хранения, измерения объема и сдачи нефти, нефтепродуктов на объектах МТ применяются вертикальные цилиндрические стальные и железобетонные резервуары следующих типов:

- РВС, РВСП, РВСПК и РВСПА объемом от 100 до 50000 м<sup>3</sup>;
- ЖБР, ЖБРП объемом от 500 до 30000 м<sup>3</sup>.

6.2 Типы, объемы и габаритные размеры вертикальных цилиндрических стальных резервуаров применяются в соответствии с ПД. Типы, объемы и габаритные размеры вертикальных цилиндрических стальных резервуаров приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Типы, объемы и габаритные размеры вертикальных цилиндрических стальных резервуаров

№ п/п	Тип и объем резервуара	Высота стенки*, м	Диаметр резервуара, м
1	2	3	4
1	РВС-100	5,96	4,73
2	РВС-200	5,96	6,63
3	РВС-300	7,45	7,58
4	РВС-400	7,45	8,53
5	РВС-700	8,94	10,43
6	РВС-1000	11,92	10,40
7	РВСП-1000	11,92	10,40
8	РВС-2000	11,92	15,20
9	РВСП-2000	11,92	15,20
10	РВС-3000	11,92	18,90
11	РВСП-3000	11,92	18,90
12	РВС-5000	11,94	22,80
13	РВСП-5000	11,94	22,80
14	РВС-7500	17,88	24,50
15	РВСП-7500	17,88	24,50
16	РВС-10000	11,94	34,20
17	РВСП-10000	11,94	34,20
18	РВС-20000	11,94	45,60
19	РВСП-20000	11,94	45,60
20	РВСП-20000	22,50	34,20
21	РВСПА-20000	17,92	39,95
22	РВС-30000	17,91	45,60
23	РВС-30000	22,50	39,90

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

Окончание таблицы 1

№ п/п	Тип и объем резервуара	Высота стенки*, м	Диаметр резервуара, м
1	2	3	4
24	РВСП-30000	17,91	45,60
25	РВСП-30000	22,50	39,90
26	РВСПА-30000	17,91	45,60
27	РВСП-50000	18,00	60,70
28	РВСПК-50000	18,10	60,70
29	РВСПА-50000	18,10	60,70

\*Уточняется в зависимости от ширины и длины листов стенки и метод изготовления (рулонного или листового).

6.3 Основные геометрические параметры и характеристики резервуаров различных типов приведены в РД-23.020.00-КТН-018-14 (таблицы 5.1 – 5.4).

6.4 Типы, объемы и габаритные размеры железобетонных резервуаров применяются в соответствии с ПД. Типы, объемы и габаритные размеры железобетонных резервуаров приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Типы, объемы и габаритные размеры железобетонных резервуаров

№ п/п	Объем резервуара, м <sup>3</sup>	Цилиндрические железобетонные резервуары		Прямоугольные железобетонные резервуары	
		Диаметр, м	Высота, м	Размеры в плане, м	Высота, м
1	2	3	4	5	6
1	2000	24,0	4,8	18x24	4,8
2	3000	30,0	4,8	24x30	4,8
3	5000	30,0	7,8 (8)	–	–
4	10000	42,0	7,8 (8)	48x48	4,8
5	30000	66,0	9	–	–

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

Таблица 3 – Перечень оборудования и конструктивных элементов вертикальных цилиндрических стальных резервуаров

№ п/п	Наименование оборудования	Наличие в резервуаре типа		
		РВС	РВСП, РВСПА	РВСПК
1	2	3	4	5
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	+	+	+

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

Продолжение таблицы 3

№ п/п	Наименование оборудования	Наличие в резервуаре типа		
		РВС	РВСП/ РВСПА	РВСПК
1	2	3	4	5
7	Люк-лаз 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 мановакуумметр) для контроля давления в паровоздушном пространстве под стационарной крышей резервуара	+	-	-

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

Окончание таблицы 3

№ п/п	Наименование оборудования	Наличие в резервуаре типа		
		РВС	РВСП, РВСПА	РВСПК
1	2	3	4	5
27	Датчик подтоварной воды (опционально)	+	+	+
<sup>1)</sup> Необходимость установки СКНР определяется по РД-23.020.00-КТН-018-14 (10.5.5). <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 (6.4.3.5). <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.				

6.6 Перечень оборудования и конструктивных элементов железобетонных резервуаров в зависимости от их типа приведен в таблице 4.

Таблица 4 – Перечень оборудования и конструктивных элементов железобетонных резервуаров

№ п/п	Наименование оборудования	Наличие в резервуаре
1	2	3
1	ПРП	+
2	Донный клапан (опционально)	+
3	Приемо-раздаточное устройство с поворотной заслонкой (опционально)	+
4	Хлопушка (опционально)	+
5	Компенсаторы сильфонные осевые (опционально)	+
6	Люки световые	+
7	Люк монтажный	+
8	Люк замерный	+
9	Дыхательные клапаны	+
10	Предохранительные клапаны	+
11	Вентиляционные патрубки (опционально, например, ЖБР для противопожарного запаса воды)	+
12	Сигнализаторы верхнего допустимого уровня	+
13	Уровнемер (измеритель уровня)	+
14	Многоточечный датчик средней температуры нефти/нефтепродукта	+
15	Датчик (типа мановакуумметр) для контроля давления в паровоздушном пространстве под стационарной крышей резервуара	+
16	Датчик подтоварной воды (опционально)	+
17	Пожарные извещатели	+
18	Система пожаротушения	+

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

#### Окончание таблицы 4

№ п/п	Наименование оборудования	Наличие в резервуаре
1	2	3
19	СРДО (трубная система размыва)	+
20	Система подогрева (опционально)	+
21	Насос откачки подтоварной воды	+
22	Водоотводной лоток	+

6.7 К оборудованию, входящему в зону ответственности СЭРП (ОЭ), относятся:

- резервуары и установленное на них оборудование в пределах защитного ограждения резервуара, за исключением оборудования, входящего в зону ответственности ОАСУТП и ОГЭ;

- СПТ и СВО резервуаров в пределах защитного ограждения резервуара (в том числе трубопроводы, пеногенераторы, пенокамеры, разрывные мембраны), узлы подключения передвижных средств пожаротушения резервуаров с подводными трубопроводами и оборудованием (в том числе узлы пеногенераторов за пределами защитного ограждения резервуара);

- резервуарное оборудование, конструкционные узлы подключения заземляющих проводников, перемычки заземления плавающих крыш и понтонов к резервуарам.

## 7 Приемка резервуаров в эксплуатацию

7.1 Приемка резервуаров в эксплуатацию осуществляется после завершения строительно-монтажных работ в соответствии с ПД, приемки оборудования после индивидуальных испытаний, выполнения первичной поверки и проведения комплексного опробования.

7.2 В соответствии с требованиями ОР-91.010.30-КТН-156-15 осуществляется приемка резервуаров в эксплуатацию и формирование приемо-сдаточной документации после окончания:

- строительства, реконструкции и технического перевооружения с полной заменой металлоконструкций (далее – строительство) резервуаров;

- реконструкции и технического перевооружения с частичной заменой металлоконструкций, капитального и текущего ремонта (далее – ремонт) резервуаров.

7.3 Приемка резервуара после завершения строительно-монтажных работ, монтаж технологического оборудования и подводных трубопроводов, осуществляется поэтапно рабочими комиссиями, в состав которых входят представитель заказчика, генерального

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

подрядчика, субподрядных организаций, генеральной проектной организации, органов строительного контроля заказчика, представители государственных надзорных органов (при необходимости). При необходимости, к участию в работе приемочной комиссии могут привлекаться представители заинтересованных организаций и других органов надзора.

Состав комиссий определяется в соответствии с ОР-91.010.30-КТН-156-15.

7.4 До начала испытаний резервуаров генеральным подрядчиком предъявляется заказчику вся разрешительная и исполнительная документация, ТД на резервуар в соответствии с перечнем приемно-сдаточной документации в порядке, установленном ОР-91.010.30-КТН-156-15.

7.5 Испытания резервуара на прочность и герметичность проводятся в соответствии с требованиями нормативных документов ПАО «Транснефть».

7.6 Комплекс технических мероприятий по подготовке и проведению испытаний вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов приведен в приложении А.

7.7 Испытания и приемка в эксплуатацию железобетонных резервуаров должны быть выполнены в соответствии с РД-23.020.01-КТН-207-10 и РД-19.020.00-КТН-358-09.

7.8 Комплекс технических мероприятий по подготовке и проведению испытаний железобетонных резервуаров для нефти и нефтепродуктов приведен в приложении Б.

7.9 После завершения строительно-монтажных работ и оформления акта по ОР-91.010.30-КТН-156-15 (Б.8, форма КС-11) проводятся индивидуальные испытания оборудования и комплексное опробование резервуара в соответствии с требованиями РД-19.020.00-КТН-364-09, РД-19.020.00-КТН-356-09, РД-19.020.00-КТН-357-09, РД-19.020.00-КТН-358-09 и РД-19.020.00-КТН-359-09. Комплексное опробование проводится по письменному разрешению главного инженера ОСТ или лица, замещающего его в установленном порядке, по утвержденной ОСТ программе проведения комплексного опробования оборудования объекта. По результатам проведенных работ оформляется акт комплексного опробования с учетом пусконаладочных работ по видам работ в установленном в ПАО «Транснефть» порядке.

Для резервуаров, предназначенных для транспортировки и накопления авиационного керосина, дополнительно выполняется исследование влияния внутреннего АКП резервуара на авиационный керосин по требованиям Государственный научно-исследовательский институт гражданской авиации с получением заключения.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

При положительных результатах комплексного опробования и испытаний, оформления разрешительной документации на ввод объекта в эксплуатацию согласно Градостроительному кодексу [2] (статья 55) оформляется акт в соответствии с требованиями ОР-91.010.30-КТН-156-15 (Б.9, форма КС-14) и резервуар вводится в эксплуатацию.

7.10 Документация, оформляемая при приемке резервуаров и РП в эксплуатацию

7.10.1 Документация на законченный строительством вертикальный цилиндрический стальной резервуар должна быть оформлена и передана в эксплуатирующую организацию в соответствии с ОР-91.010.30-КТН-156-15. Для резервуаров, законченных строительством, оформляется свидетельство об утверждении типа средств измерений с описанием типа.

7.10.2 Для резервуара РВС с понтоном или плавающей крышей дополнительно должны быть приложены:

- акт испытания сварных соединений центральной части стального понтона или плавающей крышки на герметичность;
- акт заводских испытаний коробов стального понтона или плавающей крышки на герметичность и акт испытания их после монтажа;
- акт на испытания поплавков алюминиевых понтонов;
- акты на испытания систем водоспуска;
- акт проверки заземления понтона или плавающей крышки;
- документы, удостоверяющие качество материалов, использованных для уплотняющего затвора;
- ведомость отклонений от вертикали направляющих понтона (плавающей крышки), патрубков направляющих и наружного борта понтона или плавающей крышки.

7.10.3 При приемке резервуаров в эксплуатацию после окончания строительства или ремонта заказчику передается приемо-сдаточная документация на строительство, реконструкцию или капитальный ремонт резервуара в соответствии ОР-91.010.30-КТН-156-15.

## **8 Техническая эксплуатация резервуаров**

### **8.1 Эксплуатационные документы**

8.1.1 На каждый резервуар, находящийся в эксплуатации, должны быть в наличии следующие эксплуатационные документы:

- а) паспорт резервуара с актами на замену оборудования РВС, РВСП, РВСПК и РВСПА, оформленный в соответствии с приложением В;

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

б) паспорт резервуара с актами на замену оборудования ЖБР, оформленный в соответствии с приложением Г;

в) заводские паспорта на оборудование резервуара;

г) паспорта/формуляры на оборудование согласно РД-75.200.00-КТН-119-16 (часть 2) и ОР-23.060.00-КТН-115-10 (приложение Б);

д) исполнительная документация на резервуар и на проведение ремонта;

е) технологическая карта эксплуатации резервуара для нефти/нефтепродуктов, оформленная в соответствии с приложением Д;

ж) градуировочная таблица на вертикальный цилиндрический стальной резервуар в соответствии с ГОСТ 8.570 (приложение К);

и) актуальный акт измерения базовой высоты резервуара, оформленный по ГОСТ 8.570 (приложение Л);

к) схема нивелирования фундамента и окрайки РВС, оформленная по в РД-23.020.00-КТН-141-16 (приложение Д), схема перекрытия ЖБР, акты, протоколы по нивелированию окрайки днища, перекрытия ЖБР, проводимому в процессе эксплуатации;

л) график проведения нивелирования окрайки днища, измерений отклонений образующей стенки резервуаров (ежегодно в течение 5 лет после ввода в эксплуатацию резервуара), нивелирования обвалования с расчетом вместимости каре резервуаров (ежегодно в течение 2 лет после ввода в эксплуатацию резервуара);

м) график технического обслуживания и ремонта резервуаров, оборудования резервуаров и РП согласно ОР-23.060.00-КТН-115-10 (приложение А) или РД-75.200.00-КТН-119-16 (приложение Г);

н) журнал текущего обслуживания и ремонта, оформленный в соответствии с приложением Е;

п) журнал учета установки заглушек, оформленный в соответствии с приложением Ж;

р) журнал обхода и осмотра резервуаров и РП согласно РД-75.200.00-КТН-119-16 (приложение В);

с) журнал замеров высоты снежного покрова на крыше резервуаров:

1) для типа РВС и РВСП – согласно ОР-23.020.00-КТН-279-09 (приложение А);

2) для РВСПК – согласно ОР-23.020.00-КТН-279-09 (приложение Д);



ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

г) журнал проведения работ по размыву и удалению донных отложений из резервуаров согласно ОР-23.020.00-КТН-111-13 (приложение Б);

у) технологическая карта по размыву донных отложений в резервуарах согласно ОР-23.020.00-КТН-230-14 и ОР-23.020.00-КТН-111-13;

ф) график размыва донных отложений согласно ОР-23.020.00-КТН-111-13;

х) инструкции по эксплуатации резервуаров (каждого типа) и оборудования резервуаров;

ц) журнал учета движения кассет ОП согласно ОР-23.060.00-КТН-115-10 (приложение Ж);

ч) актуальные протоколы испытаний дыхательных и предохранительных клапанов согласно ОР-23.060.00-КТН-115-10 (приложение Г);

ш) паспорт комплексного заземляющего устройства резервуара согласно ОР-91.120.40-КТН-020-11;

щ) табель технологического резерва (неснижаемого запаса) по эксплуатации РП ОСТ, оформленный в соответствии с приложением И.

8.1.2 Паспорт резервуара ведется на НПС (ЛПДС) в бумажной и электронной форме. Ответственным за ведение паспорта является заместитель начальника/главный инженер НПС (ЛПДС). Ответственным за правильность заполнения и достоверность информации по разделам паспорта является начальник НПС (ЛПДС).

В филиале ОСТ ведутся копии паспорта в электронном (сканированном) виде. Ответственным за правильность заполнения и достоверность информации по разделам паспорта является начальник ОЭ филиала ОСТ.

Ежеквартально до 5 числа месяца, следующего за отчетным, начальником НПС (ЛПДС) проверяется правильность ведения паспорта с подписью в паспорте и направляется в филиал ОСТ. В филиале ОСТ правильность ведения паспорта проверяется начальником отдела эксплуатации филиала ОСТ с подписью в паспорте и направляется в ОСТ до 10 числа месяца, следующего за отчетным. Паспорт резервуара утверждается главным инженером филиала ОСТ 1 раз в год до 15 января года, следующего за отчетным.

8.1.3 Если за давностью строительства ТД на резервуар отсутствует, то паспорт должен быть составлен филиалом ОСТ, эксплуатирующим резервуар, и подписан главным инженером филиала ОСТ. При этом, паспорт составляется на основании детальной технической инвентаризации всех частей и конструкций резервуара, а при необходимости – обследования и дефектоскопии.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

## 8.2 Технологическая карта

8.2.1 До заполнения резервуаров и подключения их в технологический процесс транспортировки нефти/нефтепродуктов должна быть составлена технологическая карта эксплуатации резервуаров для нефти/нефтепродуктов в соответствии с приложением Д.

8.2.2 Технологическая карта эксплуатации резервуаров разрабатывается в соответствии с требованиями ОР-23.020.00-КТН-079-14 на основе:

- данных о характеристиках резервуаров и их оборудовании;
- технического состояния резервуаров;
- схем перекачки нефти/нефтепродуктов, высотных отметок резервуаров и откачивающих агрегатов;
- данных по объединению резервуаров в технологические группы для отдельного размещения нефти/нефтепродуктов, различных по качеству, а также расположенных на геодезических отметках с разницей не более 1 м;
- типов, марок и свойств нефти/нефтепродуктов;
- диаметра и производительности участков МТ и количества резервуаров, подключаемых к данному МТ.

8.2.3 Технологическая карта эксплуатации резервуара должна отражать наиболее вероятные условия его работы и обеспечивать работников ОСТ всех уровней информацией, необходимой для оперативного принятия решений по управлению процессом перекачки.

8.2.4 Технологические карты по эксплуатации резервуаров должны содержать следующую информацию:

- название НПС (ЛПДС);
- тип резервуара;
- номер резервуара по технологической схеме;
- наименование (марку) хранимого продукта;
- абсолютную отметку днища;
- базовую высоту резервуара;
- параметры резервуара (высота, диаметр, объем по строительному номиналу);
- оборудование резервуара (тип, количество, производительность дыхательных и предохранительных клапанов, для РВСП – количество вентиляционных патрубков, тип СРДО и минимальный допустимый уровень при размыве, тип уровнемера);
- диаметр, расстояние от днища до верхней образующей ПРП, количество ПРП;

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

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

8.2.5 Разработка технологических карт, внесение изменений в них, обеспечение ими рабочих мест и их хранение выполняется в соответствии с ОР-23.020.00-КТН-079-14. Технологическая карта эксплуатации резервуаров разрабатывается ОЭ филиала ОСТ, утверждается главным инженером ОСТ, пересматривается и переутверждается через 2 года или при изменении технологической схемы РП, условий эксплуатации или технического состояния резервуаров.

8.2.6 Оригинал утвержденной технологической карты эксплуатации резервуаров для нефти/нефтепродуктов с приложением обосновывающих документов, оформленный в соответствии с приложением Д, должен храниться в ОЭ ОСТ (службе эксплуатации резервуаров и РП) в течение года после ее отмены (изменения). Копии технологических карт должны находиться в диспетчерских пунктах предприятий, филиалов и в операторных НПС (ЛПДС), морских и речных терминалов, нефтебаз.

8.2.7 Работники, использующие в своей работе технологические карты, должны быть ознакомлены под подпись в листе ознакомления.

8.2.8 Заполнение резервуаров и их оперативное обслуживание осуществляются операторами НПС (ЛПДС), наливных пунктов и нефтебаз по согласованию с диспетчерскими службами. Оперативное обслуживание заключается в обеспечении режима

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

работы резервуаров в пределах параметров, установленных технологическими картами эксплуатации резервуаров, с проведением первичного учета количества принимаемой, перекачиваемой, сдаваемой, находящейся на хранении нефти/нефтепродукта в резервуарах с заданной периодичностью в соответствии ОР-03.100.50-КТН-005-13.

### **8.3 Схемы перекачки**

8.3.1 НПС (ЛПДС), оснащенные резервуарами, осуществляют перекачку нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам в зависимости от схемы присоединения насосов и резервуаров:

- через резервуары;
- с подключенными резервуарами;
- из насоса в насос.

8.3.2 При перекачке по схеме «через резервуары» нефть/нефтепродукты принимаются поочередно в один или группу резервуаров НПС (ЛПДС), подача на следующую НПС (ЛПДС) осуществляется из другого резервуара или группы резервуаров. Схема перекачки «через резервуары» применяется для учета перекачиваемой нефти/нефтепродуктов при последовательной перекачке для сохранения качества продукта.

8.3.3 При перекачке по схеме «с подключенными резервуарами» резервуары служат компенсаторами неравномерности подачи нефти/нефтепродуктов предыдущей НПС (ЛПДС) и откачки на последующую НПС (ЛПДС).

8.3.4 При перекачке по схеме «из насоса в насос» резервуары промежуточных НПС отключаются. Они используются для приема нефти/нефтепродуктов из трубопровода во время аварии или ремонта линейной части нефтепровода/нефтепродуктопровода.

### **8.4 Режим эксплуатации резервуаров**

8.4.1 Заполнение и опорожнение резервуара должны проводиться в пределах параметров, установленных технологической картой (картами).

8.4.2 Запрещается прием газовоздушной смеси в резервуары с понтоном (плавающей крышей).

8.4.3 Максимальная производительность заполнения (опорожнения) резервуара должна определяться на основании результатов гидравлических расчетов, выполненных по заданной производительности и вязкости транспортируемой нефти/нефтепродуктов, а также допустимых скоростей истечения и движения нефти и нефтепродукта.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

8.4.4 Для обеспечения электростатической безопасности допустимая скорость истечения и движения нефтепродукта по трубопроводу должна определяться в соответствии с ВНТП 5-95 в зависимости от объемного электрического сопротивления и не должна превышать значений, приведенных в таблице 5, или определяться расчетом согласно РД 39-22-113-78 и РТМ 6-28-007-78 [3].

Таблица 5 – Максимально допустимая скорость истечения и движения нефтепродукта

№ п/п	Удельное объемное электрическое сопротивление нефтепродукта, Ом·м	Допустимая скорость истечения и движения нефтепродукта, м/с
1	2	3
1	Не более $10^9$	До 5
2	Более $10^9$ при температуре вспышки паров 61 °С и выше	До 5
3	Более $10^9$ при температуре вспышки паров ниже 61 °С	Определяется расчетом

На территории НПС (ЛПДС), в том числе на территории РП, максимально допустимая скорость движения нефти в технологических трубопроводах в соответствии с РД-91.200.00-КТН-175-13 и РД 153-39.4-113-01 составляет:

- во всасывающих и самотечных трубопроводах – от 0,5 до 1,5 м/с;
- в подводящих и напорных трубопроводах, включая трубопроводы сброса давления, – до 7,0 м/с.

8.4.5 При заполнении порожнего резервуара нефть/нефтепродукты должны подаваться по технологическому трубопроводу со скоростью не более 1,0 м/с до момента заполнения резервуара выше верхней образующей ПРП или до всплытия понтона (плавающей крышки) согласно правилам [4].

8.4.6 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 в соответствии с требованиями ГОСТ 31385. Пропускную способность вентиляционных патрубков с ОП следует принимать по пропускной способности ОП соответствующего диаметра.

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

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

8.4.7 Производительность заполнения (опорожнения) резервуаров с понтоном (плавающей крышей) должна определяться расчетом в соответствии с 8.4.4 и ограничиваться скоростью перемещения понтона (плавающей крыши):

- для резервуаров объемом до 700 м<sup>3</sup> включительно – не более 3,5 м/ч;
- для резервуаров объемом от 700 до 30000 м<sup>3</sup> включительно – не более 6,0 м/ч;
- для резервуаров объемом более 30000 м<sup>3</sup> – не более 4,0 м/ч.

При нахождении понтона (плавающей крыши) на стойках скорость подъема (снижения) уровня жидкости в резервуаре должна быть не более 2,5 м/ч согласно правилам [4].

8.4.8 Заполнение резервуара с плавающей крышей и резервуара с понтоном условно делится на два периода:

- первый период – от начала заполнения до всплытия плавающей крыши (понтон);
- второй период – от момента всплытия плавающей крыши (понтон) до аварийного верхнего уровня налива.

Скорость подъема плавающей крыши или понтона в резервуаре от момента всплытия до окончания заполнения не должна превышать величины, указанной в ПД.

8.4.9 Опорожнение резервуаров с плавающей крышей или понтоном условно делится на два периода:

- первый период – от начала опорожнения до посадки плавающей крыши (понтон) на опоры. Опорожнение резервуара может производиться со скоростью опускания плавающей крыши (понтон), предусмотренной ПД;
- второй период – от посадки плавающей крыши или понтона на опоры до минимально допустимого остатка в резервуаре. Производительность опорожнения во втором периоде не должна превышать суммарной пропускной способности ОП, установленных на направляющих стойках понтонов и плавающих крыш, и предохранительных клапанов, установленных на понтонах и плавающих крышах во избежание смятия нижней деки плавающей крыши или понтона.

Эксплуатации резервуаров в нормальном режиме соответствуют второй период заполнения и первый период опорожнения.

8.4.10 При приеме нефти/нефтепродуктов последовательно в несколько резервуаров необходимо проверить техническое состояние резервуаров и трубопроводов, открыть задвижку у резервуара, в который будет приниматься нефть/нефтепродукт, убедиться в поступлении нефти/нефтепродукта, после этого закрыть задвижку резервуара, в который

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

принималась нефть/нефтепродукт. Одновременное автоматическое переключение задвижек в РП допускается при условии защиты трубопроводов от повышения давления и возможности контроля изменения уровня в резервуаре.

8.4.11 В резервуарах со стационарной крышей согласно ГОСТ 31385 должны поддерживаться следующие величины давления и вакуума (если не установлены другие ограничения в ПД или по результатам технического диагностирования):

- во время эксплуатации рабочее избыточное давление в газовом пространстве должно быть не более 2,0 кПа (200 мм вод. ст.), 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 0,3 кПа (30 мм вод. ст.);
- общая производительность предохранительных клапанов, установленных на резервуаре, должна быть равна или больше общей производительности рабочих клапанов.

На резервуарах с понтоном (плавающей крышей) при наличии ОП и вентиляционных патрубков давление и вакуум не должны быть больше 0,2 кПа (20 мм вод. ст.).

8.4.12 Верхний аварийный уровень нефти и нефтепродуктов при заполнении резервуара устанавливается в соответствии с ОР-23.020.00-КТН-079-14 (раздел 6).

Для резервуаров, находящихся в длительной эксплуатации и имеющих коррозионный износ и другие дефекты несущих элементов стенки, аварийный верхний уровень нефти/нефтепродуктов устанавливается по результатам технического диагностирования резервуара.

8.4.13 Нижний аварийный уровень – это минимальный уровень опорожнения, ниже которого опорожнение резервуара при его эксплуатации не допускается по причине конструктивных особенностей и условий эксплуатации резервуара, при котором предотвращаются кавитация в системе «резервуар – насос» и воронкообразование в резервуаре. Расчетный нижний допустимый уровень в резервуаре определяется в соответствии с ОР-23.020.00-КТН-079-14 (раздел 7) и должен быть выше аварийного нижнего уровня на величину, необходимую для устойчивой работы откачивающих агрегатов в течение времени передачи соответствующих распоряжений по остановке агрегатов и отключения резервуаров.

8.4.14 Нижний аварийный уровень нефти/нефтепродуктов в резервуаре с понтоном (плавающей крышей) устанавливается исходя из условия нахождения понтона (плавающей крыши) наплаву с обеспечением расстояния между днищем резервуара и стойками понтона (плавающей крыши) не менее 100 мм.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

8.4.15 В резервуарах, работающих в режиме «с подключенным резервуаром», устанавливается технологический уровень. При создании запаса нефти/нефтепродуктов для обеспечения независимой работы НПС (ЛПДС) в течение заданного времени в части РП, оставшая часть нефти/нефтепродуктов может откачиваться до минимально допустимого уровня.

8.4.16 Верхние нормативные уровни в резервуарах, работающих в режиме «с подключенным резервуаром», при отсутствии в составе РП резервуаров аварийного сброса определяются исходя из условия обеспечения запаса свободной емкости для сброса нефти/нефтепродуктов, равной одночасовой максимальной производительности технологического участка (при нескольких параллельных трубопроводах – по трубопроводу с максимальной производительностью). При оснащении МТ централизованной системой противоаварийной автоматизации объем сбросной емкости принимается равным двадцатиминутному сбросу нефти/нефтепродукта с максимальной производительностью технологического участка (при нескольких параллельных трубопроводах – по трубопроводу с максимальной производительностью).

8.4.17 При невозможности создания запаса емкости для одночасового приема нефти/нефтепродуктов определяют возможный объем резервирования на данной НПС (ЛПДС) и время, необходимое для заполнения этой резервной емкости, принимаемой нефтью/нефтепродуктом.

8.4.18 При резервировании «свободной емкости» части резервуаров, остальные резервуары РП могут заполняться до верхнего аварийного уровня.

## **8.5 Измерение, учет количества и контроль качества нефти и нефтепродуктов**

8.5.1 В системе учета нефти и нефтепродуктов резервуары являются резервным средством измерения. Свидетельство об утверждении типа средства измерения оформляется в соответствии с ПР 50.2.106-09. Свидетельство резервуара, как типа средства измерения, выдается без ограничения срока с поверочным интервалом не более 5 лет.

8.5.2 Измерение, учет количества нефти и нефтепродуктов и контроль их качества проводятся с учетом следующих нормативных документов:

- ГОСТ 1510;
- ГОСТ 2517;
- ГОСТ Р 55971;
- ГОСТ Р 8.595;



ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

- ГОСТ Р 8.903;
- РД-03.100.20-КТН-080-14;
- РД-23.040.00-КТН-089-14;
- РД-03.220.99-КТН-187-14;
- Р 50.2.040-2004;
- ПТЭ НБ-2003;
- МИ 2951-2005;
- МИ 3275-2016;
- ФР.1.29.2016.24408;
- ОР-03.100.20-КТН-180-15;
- ОР-03.100.50-КТН-109-15;
- нормативных документов, регламентирующих измерение, учет и качество нефти и нефтепродуктов.

8.5.3 Измерение массы нефти/нефтепродуктов в резервуаре осуществляется в соответствии с методиками, разработанными по ГОСТ Р 8.595, ГОСТ 8.587.

8.5.4 Уровень и температуру нефти/нефтепродукта в резервуаре измеряют с учетом требований ФР.1.29.2016.24408 и МИ 2951-2005.

8.5.5 Отбор проб нефти/нефтепродуктов из резервуара осуществляют в соответствии с ГОСТ 2517 или ГОСТ 31873 при помощи стационарных или переносных пробоотборников. Пробу нефти/нефтепродукта из РВСП отбирают с учетом требований ФР.1.29.2016.24408 и МИ 2951-2005.

8.5.6 Требования по охране труда при проведении операций по измерению и учету количества нефти и нефтепродуктов приведены в разделе 14.

8.5.7 Для определения количества принятой (далее – прием) в резервуар нефти/нефтепродуктов до начала заполнения проводят измерения уровня нефти/нефтепродуктов, подтоварной воды, измерения и отбор проб нефти/нефтепродуктов. После окончания приема нефти/нефтепродуктов проводятся измерения уровня нефти/нефтепродуктов, подтоварной воды, отбор проб нефти/нефтепродуктов. Количество принятой в резервуар нефти/нефтепродуктов определяется как разница между массой нефти/нефтепродуктов после приема в резервуар и массой нефти/нефтепродуктов, находившейся в резервуаре до последнего приема нефти/нефтепродуктов. Масса нефти/нефтепродуктов определяется в соответствии с утвержденной методикой измерений.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

8.5.8 Для определения количества откаченной (далее – сдача) из резервуара нефти/нефтепродуктов до начала его опорожнения проводят измерения уровня нефти/нефтепродуктов, измерения уровня подтоварной воды, отбор проб нефти/нефтепродуктов. После окончания раскочки проводится измерение уровня нефти/нефтепродуктов, подтоварной воды, отбор проб нефти/нефтепродуктов. Количество откаченной из резервуара нефти/нефтепродуктов определяется как разница между массой нефти/нефтепродуктов до начала откачки из резервуара и массой нефти/нефтепродуктов, оставшейся в резервуаре после опорожнения.

8.5.9 Измерение уровня нефти/нефтепродуктов в резервуарах должно проводиться с помощью стационарных уровнемеров, а также рулеткой с лотом или электронной рулеткой в соответствии с инструкцией по эксплуатации таких устройств, обеспечивающих точность определения массы в соответствии с ГОСТ Р 8.595 и в соответствии с МИ 2951-2005.

8.5.10 Отбор проб, измерение уровня нефти, нефтепродуктов и подтоварной воды производится не ранее, чем после двухчасового отстоя нефти в резервуаре с момента окончания заполнения, и не раньше, чем через 10 мин после прекращения операций откачки. Не допускается проводить на резервуаре работы по измерению уровня нефти/нефтепродуктов и отбору проб, а также подниматься на резервуар при грозе и скорости ветра более 12,5 м/с. В экстремальных условиях (туман, обледенение и др.) должны быть приняты дополнительные меры безопасности, которые предусматриваются в инструкции по охране труда.

8.5.11 Порядок приема и сдачи нефти и нефтепродуктов

8.5.11.1 Учет нефти в системе магистральных нефтепроводов осуществляют круглосуточно по массе нетто в тоннах, с округлением до целых значений согласно Р 50.2.040-2004.

8.5.11.2 Учет нефтепродуктов осуществляется круглосуточно по массе в тоннах, с точностью до третьего знака после запятой согласно МИ 3275-2016.

8.5.11.3 При приеме и сдаче партии нефтепродуктов на ПСП определяют ее массу и значения показателей качества нефтепродуктов. По их результатам оформляют акт приема-сдачи нефтепродуктов и паспорт качества нефтепродуктов в соответствии с МИ 3275-2016. Кроме того, при отгрузке нефтепродуктов морским, речным и железнодорожным транспортом оформляют коносамент и накладную в соответствии с правилами, установленными на этом транспорте. Сведения, отраженные в коносаментах и в

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

железнодорожных накладных, соответствуют данным в актах приема-сдачи в соответствии с МИ 3275-2016.

8.5.11.4 Должностных лиц, ответственных за прием-сдачу нефти/нефтепродуктов, составление и подписание актов приема-сдачи нефти/нефтепродуктов, назначают приказами руководителей сдающей и принимающей нефть/нефтепродукты сторон.

8.5.11.5 Массу нетто нефти определяют, как разность массы брутто нефти и массы балласта.

Для измерений массы брутто нефти и массы нефтепродуктов в мерах вместимости и мерах полной вместимости применяют методы по ГОСТ Р 8.595:

- косвенный метод статических измерений;
- косвенный метод, основанный на гидростатическом принципе.

Погрешность/предельные допустимые отклонения измерений массы нефти/нефтепродуктов – по ГОСТ Р 8.595.

8.5.11.6 Предел допускаемой суммарной относительной погрешности для нефти не должен превышать:

- по массе брутто  $\pm 0,5$  %;
- по массе нетто  $\pm 0,6$  %.

Предел допускаемой суммарной относительной погрешности измерения массы нефтепродуктов в соответствии с ГОСТ Р 8.595 не должен превышать  $\pm 0,5$  %.

8.5.11.7 Количество сданной и принятой нефти/нефтепродуктов на ПСП измеряют каждые 2 ч, посменно и ежедневно по состоянию на 24:00 московского времени.

## **9 Техническое обслуживание и текущий ремонт резервуаров и резервуарных парков**

### **9.1 Требования к персоналу**

9.1.1 К эксплуатации и обслуживанию резервуаров допускаются лица не моложе 18 лет, имеющие соответствующее профессиональное образование, прошедшие:

- обязательные предварительные (при поступлении на работу) и периодические (в течение трудовой деятельности) медицинские осмотры (обследования), признанные годными к выполнению работ;
- обучение безопасным методам и приемам выполнения работ (инструктаж по охране труда, стажировку на рабочем месте, проверку знаний требований охраны труда, методов оказания первой доврачебной помощи пострадавшим);

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

- противопожарный инструктаж и обучение пожарно-техническому минимуму, не имеющие медицинских противопоказаний при работе на опасных производственных объектах.

9.1.2 Обязанности, порядок безопасного производства работ и ответственность работников должны быть определены в производственных (квалификационных) инструкциях, разработанных в установленном порядке.

9.1.3 Оперативный персонал должен знать схемы всех коммуникаций РП и безошибочно выполнять необходимые переключения. Технологические схемы должны находиться на рабочем месте оператора.

9.1.4 Работники, обслуживающие РП, должны знать схемы коммуникаций, быть обучены действиям в условиях повреждений, инцидентов и аварий.

9.1.5 При возникновении аварий или аварийных утечек нефти/нефтепродуктов работники соответствующих НПС (ЛПДС), нефтебаз, насосных станций, ПСП, терминалов (причальных комплексов) и структурных подразделений ОСТ должны действовать в соответствии с планом мероприятий по локализации и ликвидации аварий, планом пожаротушения и планом по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов.

9.1.6 Работа персонала в зоне опасных для здоровья концентраций паров нефти/нефтепродуктов без защитных средств не допускается.

9.1.7 Не допускается находиться обслуживающему персоналу на крыше резервуара во время закачки/откачки нефти/нефтепродуктов.

## **9.2 Организация технического обслуживания и текущего ремонта резервуаров и резервуарных парков**

9.2.1 Для поддержания РП и отдельных резервуаров в работоспособном состоянии в период между капитальными ремонтами должны проводиться их своевременное качественное техническое обслуживание и текущий ремонт.

Техническое обслуживание и текущий ремонт резервуаров и других составных частей РП осуществляются силами и средствами участков и служб НПС (ЛПДС), наливных пунктов и нефтебаз.

9.2.2 Техническое обслуживание РП заключается в периодическом осмотре, плановой организации и своевременном проведении регламентных работ по самим резервуарам, их оборудованию, приборам и системам, а также по трубопроводам обвязки резервуаров, систем пожаротушения РП и промышленной канализации.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

9.2.3 Техническое обслуживание проводится в соответствии с инструкциями по эксплуатации резервуаров, технологическими картами ТОР оборудования, систем, разработанными с учетом требований и рекомендаций изготовителей, отраслевых руководящих документов и конкретных условий ОСТ и его филиалов.

Сведения о проведении технического обслуживания и текущего ремонта заносятся лицом, ответственным за эксплуатацию РП, в паспорта согласно приложениям В и Г.

9.2.4 Инструкции по эксплуатации резервуаров (с учетом их типов) и РП разрабатываются персоналом НПС (ЛПДС), подписываются заместителем начальника/главным инженером НПС (ЛПДС), согласовываются с ОЭ, ОГМ, ОГЭ, ОАСУТП, ТТО, ДП и утверждаются главным инженером филиала ОСТ. Утвержденные оригиналы направляются на НПС (ЛПДС), копии хранятся в ОЭ филиала ОСТ.

9.2.5 В разрабатываемых инструкциях по эксплуатации резервуаров (с учетом типов резервуаров) и РП должна содержаться следующая информация:

- а) техническая характеристика резервуара с учетом типа (РВС, РВСП, РВСПК, РВСПА, ЖБР и ЖБРП);
- б) оборудование резервуара;
- в) техническое обслуживание и текущий ремонт резервуаров;
- г) подготовка резервуаров, оборудования, объектов РП к эксплуатации в зимний и летний периоды года;
- д) ответственность эксплуатирующего персонала;
- е) охрана труда и промышленная безопасность;
- ж) охрана окружающей среды;
- и) пожарная безопасность при эксплуатации резервуаров и РП;
- к) технологическая карта эксплуатации (с учетом типов резервуаров);
- л) карта технического обслуживания;
- м) формы журналов:
  - 1) учета установки и снятия заглушек;
  - 2) осмотров, учета отказов и неисправностей механо-технологического оборудования;
  - 3) учета движения кассет ОП;
  - 4) наблюдения за осадкой и деформациями фундамента (основания) резервуаров РВС, РВСП, РВСПК, РВСПКА, ЖБР и ЖБРП.

Обход и осмотр резервуаров и РП должен осуществляться в соответствии с графиком и инструкциями, утвержденными главным инженером филиала ОСТ, и оформляться записью в журнале осмотров и ремонта резервуаров с отметкой об устранении недостатков:

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

- ежемесячно – оперативным персоналом НПС (ЛПДС);
- ежедневно – обслуживающим персоналом в соответствии с должностными инструкциями;
- еженедельно – лицом, ответственным за эксплуатацию РП;
- ежемесячно – руководством станции, нефтебазы;
- ежеквартально, выборочно – КПК структурного подразделения;
- 1 раз в год, выборочно – КПК филиалом ОСТ.

Журнал должен храниться в операторной НПС (ЛПДС).

По результатам комиссионного осмотра РП составляются акты с отражением в них выявленных недостатков. Акты хранятся в составе эксплуатационных документов на резервуар.

9.2.6 ТОР резервуаров и оборудования осуществляется в соответствии с технологическими картами ТОР, разработанными на основании документации изготовителей конкретного оборудования. Технологические карты на проведение ТО, текущего и среднего ремонта разрабатываются персоналом НПС (ЛПДС), подписываются заместителем начальника/главным инженером НПС (ЛПДС), при необходимости согласовываются с ОЭ, ОГМ, ОГЭ, ОАСУТП, ТТО, ДП филиала ОСТ и утверждаются главным инженером филиала ОСТ в соответствии с требованиями ОР-23.040.00-КТН-141-11.

Периодичность обслуживания резервуаров и оборудования резервуаров определяется в соответствии с утвержденными графиками ТОР на год, с разбивкой по месяцам. Персоналом НПС (ЛПДС) в соответствии с требованиями ОР-23.040.00-КТН-141-11 разрабатываются годовые графики ТОР с учетом границ ответственности и специфики эксплуатируемого оборудования и резервуаров, подписывается заместителем начальника/главным инженером НПС (ЛПДС), согласовывается с ОЭ, ОГМ, ОГЭ, ОАСУТП, ТТО, ДП филиала ОСТ и утверждается главным инженером филиала ОСТ. Утвержденный оригинал графика направляется на НПС (ЛПДС), копия хранится в ОЭ филиала ОСТ.

9.2.7 Текущий ремонт проводится с целью поддержания технико-эксплуатационных характеристик, выполняется без освобождения резервуаров от нефти/нефтепродуктов.

Текущий ремонт РП в целом или отдельных его резервуаров осуществляется по мере необходимости по результатам осмотра РП КПК всех уровней и ответственными лицами станций, наливных пунктов, нефтебаз, филиалов ОСТ.

9.2.8 С целью обеспечения проведения внеплановых ремонтов оборудования по результатам контроля технического состояния, устранения отказов на объектах РП и проведения плановых работ при отсутствии поставки формируется необходимый запас материально-технических ресурсов (далее – технологический резерв). В состав

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

технологического резерва входят оборудование, запасные части и материалы. Перечень оборудования, запасных частей и материалов и их количество принимаются в соответствии с табелем технологического резерва (неснижаемого запаса) по эксплуатации РП ОСТ, разрабатываемым ОЭ ОСТ и утверждаемым главным инженером ОСТ.

9.2.9 Ответственность за организацию и осуществление технического обслуживания, текущего ремонта РП, резервуаров и оборудования, установленного на резервуаре, в РП, возлагается на должностное лицо (специалиста), на которого по должностному положению (инструкции) или приказом по филиалу ОСТ возложены функции по содержанию и обслуживанию РП.

### **9.3 Градуировка и измерение базовой высоты резервуаров**

9.3.1 Для резервуаров, эксплуатируемых ОСТ на объектах магистрального трубопровода, должна быть определена зависимость вместимости от уровня наполнения резервуара и составлена градуировочная таблица.

9.3.2 Основанием для проведения работ по градуировке резервуаров являются:

- ввод резервуаров в эксплуатацию после строительства;
- истечение срока действия градуировочных таблиц;
- ввод резервуаров в эксплуатацию после ремонта, который мог повлиять на его вместимость;
- при изменении базовой высоты резервуара более чем на 0,1 %.

9.3.3 Градуировка вертикальных цилиндрических стальных резервуаров проводится по ГОСТ 8.570, железобетонных цилиндрических резервуаров – по РД 50-156-79 или в соответствии с методикой поверки, указанной в описании типа резервуара как средства измерения.

9.3.4 Градуировка резервуаров осуществляется юридическим лицом, аккредитованным в национальной системе аккредитации в области обеспечения единства измерений на проведение поверки резервуаров.

9.3.5 Перед выполнением работ по градуировке резервуаров издается приказ по ОСТ или его филиалу о назначении комиссии по проведению работ с указанием сроков их выполнения.

9.3.6 Программное обеспечение для проведения градуировки резервуаров должно быть сертифицировано на соответствие ГОСТ 8.570 и РД 50-156-79.

9.3.7 При внесении в резервуары конструктивных изменений, изменении номенклатуры его внутреннего оборудования, габаритов или места установки, влияющих на его вместимость, необходимо оформить изменения к градуировочной таблице в установленном порядке.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

9.3.8 Для каждого резервуара должна быть определена базовая высота – расстояние по вертикали от точки касания днища грузом рулетки до верхнего края замерного люка или до риски направляющей планки измерительного люка.

9.3.9 Базовые высоты резервуаров измеряются ежегодно, а также после ремонта и зачистки резервуара в соответствии с требованиями ГОСТ 8.570. Результаты измерений должны быть оформлены актом согласно ГОСТ 8.570 (приложение Л), который прилагается к градуировочной таблице. Обозначение базовой высоты указывается на информационной табличке, закрепленной рядом с замерным люком.

## 9.4 Техническое обслуживание и текущий ремонт резервуаров

9.4.1 Осмотр и ТО резервуаров должны проводиться в соответствии с картами ТО, которые приведены в таблицах 6 – 9.

Карты ТО разрабатываются филиалом ОСТ с учетом всех технологических операций по обслуживанию и утверждаются главным инженером филиала ОСТ. В картах ТО и обслуживания содержится перечень и периодичность осмотра и обслуживания устройств и оборудования, которые приведены в таблицах 6 – 9.

Таблица 6 – Карта ТО РВС

№ п/п	Наименование объекта обслуживания	Сроки проведения работ	Перечень работ	Исполнитель
1	2	3	4	5
1	Резервуар в целом, его оборудование, основание, фундамент и защитное ограждение (обвалование) резервуара	Ежесуточно в светлое время суток	Проверить визуально внешнее состояние резервуара, в том числе целостность АКП, оборудования (в соответствии с таблицами 3 и 4), целостность обозначений оборудования. Обратить внимание на сварные вертикальные и горизонтальные швы нижних поясов стенки, выступающей части окрайки днища. Состояние отмостки, защитного ограждения (обвалования). В осенне-зимней период: – наличие и уровень снежного покрова на крыше; – наличие и удаление снежного покрова в районе уторного узла	СЭРП



ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

Продолжение таблицы 6

№ п/п	Наименование объекта обслуживания	Сроки проведения работ	Перечень работ	Исполнитель
1	2	3	4	5
		Ежесуточно в темное время суток	Обход и осмотр территории РП с проверкой отсутствия протечек нефти/нефтепродуктов через сифонный кран, запорную арматуру водоспусков и трубопроводов СПТ. Осмотр сварных соединений нижних поясов резервуара	Дежурный оперативный персонал
		В первые 5 лет эксплуатации – 1 раз в год; в дальнейшем при техническом диагностировании	Контроль отклонений образующей стенки резервуара от вертикали	Организация, имеющая свидетельство СРО о допуске на проведения геодезических наблюдений за деформациями и осадками зданий и сооружений
2	Дыхательный и предохранительный клапан	Осмотр – 1 раз в 7 дней, обслуживание – не реже 1 раз в месяц	В соответствии с требованиями ОР-23.060.00-КТН-115-10	СЭРП
3	Аварийный клапан	Осмотр – 1 раз в 7 дней, обслуживание – не реже 1 раз в месяц	В соответствии с требованиями ОР-23.060.00-КТН-115-10	СЭРП
4	ОП на резервуаре	Не реже 1 раза в месяц в весенне-летний период	В соответствии с требованиями ОР-23.060.00-КТН-115-10	СЭРП
5	Пробоотборник (при наличии)	Осмотр после каждой операции по отбору проб, но не реже 2 раз в месяц	В соответствии с требованиями ОТТ-23.020.00-КТН-159-15	СЭРП
6	Уровнемер	ТО – 1 раз в 3 месяца; ТР – 1 раз в 12 месяцев	В соответствии с требованиями РД-35.240.50-КТН-168-13 (часть 2, таблица 1.1.3.2)	Согласно ОР-23.040.00-КТН-141-11

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

Продолжение таблицы 6

№ п/п	Наименование объекта обслуживания	Сроки проведения работ	Перечень работ	Исполнитель
1	2	3	4	5
7	Датчики системы САОР	Осмотр 1 раз в 3 месяца; ТО – 1 раз в 6 месяцев	Чистка от пыли и загрязнений. Внешний осмотр на наличие механических повреждений (сколов, трещин). Проверка надежности креплений	СЭРП
8	Люк световой (смотровой), монтажный	Не реже 1 раза в месяц	Проверить визуально наличие прокладок и протечек нефти/нефтепродукта. Проверку обтяжки и обтяжка болтов и шпилек фланцевых соединений, наличие и целостность шунтирующих перемычек	СЭРП
	Люк-лаз	Не реже 1 раза в год. Проверка ингибиторов не реже 1 раз в 5 лет	Проверить визуально наличие прокладок, затяжку болтов фланцевых соединений и отсутствие протечек продукта, наличие и целостность шунтирующих перемычек. Проверка наличия ингибитора коррозии между усиливающим листом и стенкой резервуара	СЭРП
9	Замерный люк	Каждый раз при использовании, но не реже 1 раза в месяц	Следить за исправным состоянием шарнира (крышки) и прокладочных колец	СЭРП
10	ПРП	Каждый раз при закачке/откачке, но не реже 2 раз в месяц. Проверка ингибиторов не реже 1 раза в 5 лет	Осмотр сварных швов и фланцевых соединений, наличие и целостность шунтирующих перемычек. Проверка наличия ингибитора коррозии между усиливающим листом и стенкой резервуара	СЭРП, оперативный персонал
11	Задвижки ПРП	Каждый раз при закачке/откачке, но не реже 2 раз в месяц	Проверить отсутствие течи в сальниках, герметичность фланцевых соединений	СЭРП, оперативный персонал
12	Перепускное устройство	Не реже 2 раз в месяц	Проверить плавность открытия-закрытия вентиля	СЭРП

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

Продолжение таблицы 6

№ п/п	Наименование объекта обслуживания	Сроки проведения работ	Перечень работ	Исполнитель
1	2	3	4	5
13	Сифонный кран	Не реже 2 раз в месяц	Проверить отсутствие течи в сальниках крана, поворот крана должен быть плавным, без заеданий; в нерабочем состоянии приемный отвод должен находиться в горизонтальном положении. ТО – в соответствии с инструкцией изготовителя	СЭРП
14	Воздушники	Перед пользованием, но не реже 1 раза в месяц	Проверить отсутствие течи в сальниках, герметичность фланцевых соединений, наличие плоских на болтовых соединениях или муфтовых заглушек. Нормальное положение запорной арматуры – закрыто, заглушек – установлены	СЭРП
15	Система пожаротушения	Сроки и порядок технического обслуживания СПТ в соответствии с ОР-13.220.10-КТН-066-16 и РД-75.200.00-КТН-119-16. Все патрубки, установленные на СПТ и СВО, через которые при открытии запорной арматуры возможен выход нефти/нефтепродукта, должны быть оснащены фланцевыми заглушками. Нормальное положение запорной арматуры – закрыто, заглушек – установлены		СЭРП

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

Продолжение таблицы 6

№ п/п	Наименование объекта обслуживания	Сроки проведения работ	Перечень работ	Исполнитель
1	2	3	4	5
16	Установка газового пожаротушения	Осмотр – 1 раз в смену	Порядок технического обслуживания в соответствии РД-75.200.00-КТН-119-16 и инструкций по эксплуатации автоматических систем газового пожаротушения	Оперативный персонал
		Осмотр – 1 раз в день (за исключением выходных и праздничных дней). ТО – 1 раз в месяц с очисткой насадок от пыли, грязи и наледи. ТО – 1 раз в 3 месяца с проверкой герметичности фланцев, очисткой, продувкой и восстановлением АКП (при необходимости)		СЭРП
		Сроки осмотра, ТО и ТР, с учетом зон ответственности служб в соответствии с РД-75.200.00-КТН-119-16		ОГМ ОГЭ ОАСУТП
17	СКНР	2 раза в год – весной и осенью, а также: - после устранения замечаний по предыдущему обследованию; - при нарушениях технологического процесса перекачки нефти и нефтепродуктов и т. п.	Проведение работ по обслуживанию в соответствии с руководством по эксплуатации и РД-23.040.00-КТН-031-14	СЭРП

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

Продолжение таблицы 6

№ п/п	Наименование объекта обслуживания	Сроки проведения работ	Перечень работ	Исполнитель
1	2	3	4	5
18	СРДО	В соответствии с инструкцией по эксплуатации	Проведение работ по обслуживанию в соответствии с руководством по эксплуатации. Контрольный пуск с целью проверки целостности и пропускной способности системы	СЭРП
19	Размывающее устройство типа «Диоген»	Постоянно при работе устройств типа «Диоген» без СКС	Контроль: - максимальной величины потребляемого тока электродвигателем устройства; - величины вибрации устройства	Оперативный персонал
		Постоянно при работе устройств типа «Диоген» с СКС	Контроль показателей в соответствии с ОТГ-23.020.00-КТН-023-16 с АРМ оператора НПС	
		1 раз в 6 месяцев	В соответствии с требованиями ОТГ-23.020.00-КТН-023-16	СЭРП
20	Лестница шахтная (маршевая)	Перед использованием, но не реже 1 раза в месяц	Следить за исправностью, целостностью болтовых соединений, АКП, не допускать загромождения посторонними предметами, не допускать присутствия наледи в осенне-зимний период	СЭРП
21	Основание и фундамент, защитное ограждение (обвалование) резервуара	В первые 5 лет эксплуатации – 1 раз в год, в последующем при техническом диагностировании	Следить за осадкой основания, проводить нивелирование окрайки днища резервуара, фундамента, защитного ограждения (обвалования) резервуара	СЭРП

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

Продолжение таблицы 6

№ п/п	Наименование объекта обслуживания	Сроки проведения работ	Перечень работ	Исполнитель
1	2	3	4	5
		Защитное ограждение ежегодно в течение 2 лет после ввода в эксплуатацию резервуара. Не реже 2 раз в месяц	Осмотр защитных ограждений с ж.-б. покрытием на наличие трещин и выносов грунта из под ж.-б. конструкций. Проверка наличия растительного покрытия на защитных ограждениях (грунтовых обвалованиях), при необходимости скашивание с удалением скошенной массы до ее высыхания и восстановление просевших мест. Удаление растительности на территории защитного ограждения со щебеночным покрытием с применением гербицидов.	СЭРП
22	Анкерные крепления резервуара	Осмотр – 1 раз в год	Проверка и протяжка крепления гаек и контргаяк	СЭРП
23	Переходные лестницы через защитные ограждения	ТО – 2 раза в год	Восстановление АКП разрушенных и поврежденных бетонных и металлических элементов, проверка наличия заземления металлических конструкций лестниц на общий контур заземления	СЭРП
24	Узел обнаружения утечек	Осмотр 1 раз в месяц; ТО – 1 раз в 6 месяцев	Осмотр с проверкой наличия искробезопасной прокладки крышки, проверка наличия утечек нефти/нефтепродуктов/воды. При ТО – удаление воды при наличии	СЭРП

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

Продолжение таблицы 6

№ п/п	Наименование объекта обслуживания	Сроки проведения работ	Перечень работ	Исполнитель
1	2	3	4	5
25	Дождеприемный колодец с хлопушкой	Осмотр 1 раз в 3 месяца. Удаление воды (при наличии) из колодца с открытием хлопушки – по необходимости	Состояние крышки колодца, проверка крепления и осмотр датчика стационарной системы контроля загазованности непрерывного действия или контрольного прибора по обнаружению наличия нефти/нефтепродуктов. Проверка наличия воды в колодце. Нормальное положение хлопушки – «закрыто». Осмотр ручной лебедки для открытия хлопушки, расположенной на площадке узла управления хлопушкой. Проверка работоспособности храповика с собачкой, наличие смазки в червячной паре, состояние троса привода хлопушки. Проверка исправности хлопушки, на открытие/закрытие	СЭРП Оперативный персонал
26	Колодец с задвижкой	Осмотр – 1 раз в месяц. ТО – 1 раз в 3 месяца	Открытие/закрытие задвижки. Проверка правильности показаний указателя «открыто/закрыто» задвижки. Герметичность задвижки (наличие воды в колодце). ТО – проводится согласно РД-75.200.00-КТН-119-16 (7.2), включая электропривод. Подготовка к осенне-зимнему периоду согласно РД-75.200.00-КТН-119-16	Согласно ОР-23.040.00-КТН-141-11

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

Окончание таблицы 6

№ п/п	Наименование объекта обслуживания	Сроки проведения работ	Перечень работ	Исполнитель
1	2	3	4	5
27	Колодец с гидрозатвором	Осмотр – 1 раз в месяц. ТО – 1 раз в 6 месяцев	Проверка исправности гидрозатвора в колодцах согласно 9.11. Удаление посторонних предметов. ТО – проверка исправности гидрозатворов (заделка раструбов гидрозатвора), штукатурка колодцев. Подготовка к осенне-зимнему периоду согласно РД-75.200.00-КТН-119-16 с утеплением колодцев	Согласно ОР-23.040.00-КТН-141-11
28	Репер	Перед проведением геодезических измерений в защитном ограждении резервуара	Проверка высотной отметки репера относительно государственной сети	Организация, имеющая свидетельство СРО о допуске на проведения геодезических наблюдений за деформациями и осадками зданий и сооружений
		ТО – 1 раз в год	Очистка от загрязнений, проверка наличия искробезопасных прокладок на крышках, восстановление обозначений и АКП, при необходимости	СЭРП



ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

Таблица 7 – Карта ТО РВСП, РВСПА

№ п/п	Наименование объекта обслуживания	Сроки проведения работ	Перечень работ	Исполнитель
1	2	3	4	5
1	Резервуар в целом и его оборудование, основание, фундамент и защитное ограждение (обвалование) резервуара		Те же, что и для РВС, кроме систем газового пожаротушения для резервуаров РВСПА	СЭРП, дежурный оперативный персонал
2	Понтон алюминиевый (полноконтактный/поплавковый) и понтон стальной с открытыми отсеками	2 раза в год	Проверить наличие нефти/нефтепродуктов на поверхности понтона, состояние заземляющих кабелей понтона, поддерживающего троса включая места крепления на крыше. Состояние уплотнительного затвора, состояние направляющих	СЭРП
3	Вентиляционный патрубок с ОП (при наличии)	Вентиляционный патрубок – 2 раза в год. ОП – не реже 1 раза в месяц в весенне-летний период	ТО в соответствии с инструкцией изготовителя. Проверить целостность кассеты ОП, плотность прилегания кассеты к прокладке в корпусе, плотность и непроницаемость корпуса ОП и фланцевых соединений. ТО ОП в соответствии с требованиями ОР-23.060.00-КТН-115-10	СЭРП

Таблица 8 – Карта ТО РВСПК

№ п/п	Наименование объекта обслуживания	Сроки проведения работ	Перечень работ	Исполнитель
1	2	3	4	
1	Резервуар в целом и его оборудование, основание, фундамент и защитное ограждение (обвалование) резервуара		Те же, что и для РВС	СЭРП, дежурный оперативный персонал

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

Продолжение таблицы 8

№ П/П	Наименование объекта обслуживания	Сроки проведения работ	Перечень работ	Исполнитель
1	2	3	4	
2	Кольцо жесткости (дополнительные кольца жесткости при наличии)	2 раза в год	Проверить визуально внешнее состояние, целостность АКП	СЭРП
3	Плавающая крыша. Центральная часть	Ежедневно, в светлое время суток	Проверить положение плавающей крыши, наличие отпотин или нефти/нефтепродуктов на поверхности плавающей крыши, состояние заземляющих кабелей плавающей крыши, состояние элементов кольцевого уплотняющего затвора и направляющей стойки. Зимой – наличие и уровень снежного покрова на плавающей крыше	СЭРП, дежурный оперативный персонал
4	Короба плавающей крыши	1 раз в квартал	Открыть крышки люков всех коробов и отсеков между коробами и проверить наличие отпотин или нефти/нефтепродуктов в коробах	СЭРП
5	Люк световой (монтажный)	1 раз в месяц	Проверить визуально наличие прокладок и затяжку болтов фланцевых соединений	СЭРП
6	Лестница шахтная (маршевая). Площадка-переход	Перед использованием, но не реже 1 раза в месяц	Следить за исправностью, целостностью болтовых соединений, АКП, не допускать загромождения посторонними предметами, не допускать присутствия наледи в осенне-зимний период	СЭРП

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

Продолжение таблицы 8

№ п/п	Наименование объекта обслуживания	Сроки проведения работ	Перечень работ	Исполнитель
1	2	3	4	
7	Лестница катучая и пути лестницы катучей	Каждую смену или перед каждым заполнением-опорожнением	Обратить внимание на состояние верхнего узла осей вращения, заземляющих кабелей, состояние колес, ступеней. Зимой обращать внимание на образование наледи на лестницы катучей и на путях лестницы катучей, своевременно удалять ее	СЭРП
8	Ферма опорная лестницы катучей	1 раз в неделю	Обращать внимание на деформации элементов фермы опорной и наличие возможных трещин в сварных соединениях. Зимой обращать внимание на образование наледи, своевременно удалять ее	СЭРП
9	Водоспуск	Ежедневно	Проверить работоспособность запорной арматуры закрытием на несколько витков, с последующим открытием и убедиться в отсутствии выхода нефти/нефтепродуктов из открытой арматуры водоспуска	СЭРП
		1 раз в месяц	Снять с водоприемного отверстия защитный колпак. Очистить водоприемное отверстие от мусора и наледи. Согласно ОТТ-23.020.00-КТН-170-12 и руководству по эксплуатации <sup>1)</sup>	
		2 раза в месяц	Проверить отсутствие течи в сальниках, через резьбовые и фланцевые соединения, плавность поворота штурвал задвижки. Согласно ОТТ-23.020.00-КТН-170-12 и руководству по эксплуатации <sup>1)</sup>	

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

Окончание таблицы 8

№ п/п	Наименование объекта обслуживания	Сроки проведения работ	Перечень работ	Исполнитель
1	2	3	4	
10	Ливнеприемники водоспусков, в том числе, аварийных	Ежедневно	Проверить техническое состояние сетки ливнеприемника. По мере засорения сетки очищать ее от пыли, грязи, зимой – от обледенений	СЭРП
11	ОП	1 раз в месяц	Проверить целостность кассеты ОП, плотность прилегания кассеты к прокладке в корпусе, плотность и непроницаемость корпуса ОП и фланцевых соединений. ТО ОП в соответствии с требованиями ОР-23.060.00-КТН-115-10. При температуре наружного воздуха ниже 0 °С ОП необходимо снять	СЭРП
12	Затвор у направляющей стойки	2 раза в год	Проверить степень износа трущихся поверхностей, при необходимости заменить	СЭРП
13	Затвор уплотняющий	В соответствии с инструкцией по эксплуатации. 2 раза в год	ТО в соответствии с инструкцией изготовителя. Проверить техническое состояние мембраны, пружин и рычагов затвора, степень износа трущихся частей затворов, элементов уплотнения. Обратить внимание на плотность прилегания вторичного уплотнения затвора к стенке резервуара	СЭРП
		1 раз в месяц	Осмотр и удаление следов нефти с поверхности плавающей крыши и погодозащитных козырьков. Не допускать скопления пыли и грязи на погодозащитном козырьке затвора (удалять по мере необходимости)	
<p><sup>1)</sup> Руководство по эксплуатации В-01.00.00.000 РЭ на водоспускное устройство для плавающих крыш стальных вертикальных резервуаров Тюменского РМЗ (дочернее предприятие АО «Транснефть – Сибирь», выпускающее изделия для нужд ПАО «Транснефть»).</p>				

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

Таблица 9 – Карта ТО ЖБР (ЖБРП)

№ п/п	Наименование объекта обслуживания	Сроки проведения работ	Перечень работ	Исполнитель
1	2	3	4	
1	Резервуар в целом	Ежедневно	Осмотр крыши и состояния обсыпки резервуара, проверка уровня и состояния водяного экрана (при наличии), проверка наличия нефти/нефтепродуктов в дренажных колодцах, камере управления задвижками	СЭРП, дежурный оперативный персонал
2	Люк-лаз, световые люки	1 раз в месяц (без вскрытия люков)	Проверять визуально наличие прокладок и затяжку болтов фланцевых соединений (герметичность фланцевых соединений)	СЭРП
3	Замерный люк	Каждый раз при использовании, но не реже 1 раза в месяц	Следить за исправным состоянием шарнира (крышки) и прокладочных колец	СЭРП
4	Дыхательный клапан и предохранительный клапан	Осмотр – 1 раз в 7 дней, обслуживание – не реже 1 раз в месяц	То же, что для резервуаров РВС	СЭРП
5	ОП на резервуаре	1 раз в месяц	То же, что для резервуаров РВС	СЭРП
6	Уровнемер	ТО – 1 раз в 3 месяца; ТР – 1 раз в 12 месяцев	В соответствии с требованиями РД-35.240.50-168-13 (часть 2, таблица 1.1.3.2)	СЭРП
7	Зачистное устройство для удаления подтоварной воды (погружной насос и др.)	Не реже 2 раз в месяц	Пробные пуски двигателя насоса	СЭРП
8	Стационарная размывающая система	В соответствии с инструкцией по эксплуатации	Контрольный пуск с целью проверки целостности и пропускной способности системы	СЭРП

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

Продолжение таблицы 9

№ п/п	Наименование объекта обслуживания	Сроки проведения работ	Перечень работ	Исполнитель
1	2	3	4	
9	Система пожаротушения	Сроки и порядок технического обслуживания СПТ в соответствии с ОР-13.220.10-КТН-066-16 и РД-75.200.00-КТН-119-16. Все патрубки, установленные на системе СПТ и СВО, через которые при открытии запорной арматуры возможен выход нефти/нефтепродукта должны быть оснащены фланцевыми заглушками. Нормальное положение запорной арматуры – закрыто, заглушек – установлены		СЭРП
10	Водяной экран	В период положительных температур контроль за уровнем воды проводить не реже 2 раз в неделю	Уровень водяного экрана должен постоянно поддерживаться на отметке, установленной ПД	СЭРП
11	Лестница наружная	Ежедневно	Проверять визуально внешнее состояние лестницы, отсутствие наледи в осенне-зимний период	СЭРП
12	Приемо-раздаточные трубопроводы в камере управления	Ежедневно	Проверять визуально внешнее состояние	СЭРП
13	Задвижки	Ежедневно	Проверять визуально внешнее состояние, герметичность сальниковых уплотнений	СЭРП
14	Приемо-раздаточное устройство (ПРП, поворотный затвор, хлопушка, донный клапан и механизмы управления ими)	Не реже 1 раза в месяц	Проверка исправности механизма управления поворотным затвором, хлопушкой, донным клапаном	СЭРП

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

Окончание таблицы 9

№ п/п	Наименование объекта обслуживания	Сроки проведения работ	Перечень работ	Исполнитель
1	2	3	4	
15	Осадка резервуара	В первые 5 лет эксплуатации – 2 раза в год; далее – 1 раз в 5 лет при техническом диагностировании	Проверка осадки резервуара проводится нивелирование крыши в точках, указанных в журнале регистрации нивелирных отметок	Организация, имеющая свидетельство СРО о допуске на проведения геодезических наблюдений за деформациями и осадками зданий и сооружений
16	Откосы обсыпки	Ежедневно в весенне-летний период	Проверка наличия растительного покрытия обсыпки, при необходимости скашивание с удалением скошенной массы до ее высыхания. При необходимости устранение размывом и просадки грунта	СЭРП

9.4.2 При осмотре РВС (РВСП, РВСПК, РВСПА) необходимо обратить внимание на:

- утечки нефти/нефтепродуктов;
- образование трещин в сварных швах и основном металле;
- появление вмятин, хлопунгов;
- неравномерную осадку резервуара;
- состояние отмостки, защитного ограждения (обвалования).

9.4.3 В резервуарах со стационарной крышей (без понтона) необходимо контролировать избыточное давление, его соответствие установленному (допустимому). Для резервуаров, находящихся в эксплуатации длительное время, могут быть уменьшены избыточное рабочее и максимальное давление и вакуум по сравнению со значениями, установленными ПД, до величин, определенных по результатам технического диагностирования резервуара.

9.4.4 Визуальный осмотр поверхности понтона должен проводиться в верхнем его положении через световой люк в кровле резервуара. При осмотре необходимо проверить наличие или отсутствие отпотин или нефти/нефтепродуктов на ковре понтона и в открытых коробах, исправность заземляющих кабелей понтона, уплотнительного затвора.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

9.4.5 Плавающую крышу необходимо ежедневно осматривать с верхней кольцевой площадки. При осмотре необходимо проверить положение плавающей крыши, ее горизонтальность, отсутствие нефти/нефтепродуктов на поверхности плавающей крыши, зимой – наличие и уровень снежного покрова на плавающей крыше, состояние заземляющих кабелей плавающей крыши, состояние элементов кольцевого уплотняющего затвора и направляющей стойки, положение запорной арматуры системы водоспуска.

Нормальное положение запорной арматуры задвижки водоспуска во время эксплуатации резервуара – «открыто». Задвижку водоспускного устройства необходимо закрыть при аварийной утечке нефти/нефтепродукта в производственно-ливневую канализацию РП из-за разгерметизации водоспускного устройства.

9.4.6 При ТО резервуара с плавающей крышей следует проверить состояние элементов лестницы катушей, погружение плавающей крыши, проверить отсутствие нефти/нефтепродуктов в коробах и в отсеках между ними, техническое состояние кольцевого затвора и его элементов, затвора направляющей стойки, сеток ливнеприемников и состояние заземляющих кабелей и узлов их крепления, наличие уплотняющих прокладок патрубков и люков.

9.4.7 Для удобства обслуживания следует каждому коробу, люку, каждой опорной стойке плавающей крыши присвоить порядковый номер, написать несмываемой краской, начиная с оборудования, расположенного над ПРП, и далее по часовой стрелке, от центра к периферии.

9.4.8 На ЖБР (ЖБРП) с водонаполненной крышей в условиях плюсовой температуры уровень водяного экрана должен постоянно поддерживаться на отметке, установленной ПД.

9.4.9 На ЖБР (ЖБРП) с земляной насыпью на кровле поверхность должна быть спланирована.

9.4.10 При появлении нефти/нефтепродуктов в дренажном и шахтном колодцах, камере управления, а также при выходе ее на поверхность обсыпки резервуара или территорию РП резервуар должен быть опорожнен для выявления и устранения имеющихся неисправностей.

9.4.11 ТР проводится в плановом порядке без зачистки резервуара по заранее разработанному графику.

9.4.12 При ТР РВС (РВСП, РВСПК, РВСПА) выполняются следующие работы:

- ремонт сифонных кранов;



ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

- набивка сальников задвижек;
- ремонт отмотки;
- ремонт заземления;
- окраска (ремонт наружного АКП);
- подтяжка резьбовых соединений;
- замена кассет ОП;
- ремонт прочего оборудования, расположенного с внешней стороны резервуара, который может быть выполнен без вывода резервуара из эксплуатации (зачистки резервуара от нефти/нефтепродуктов).

9.4.13 При ТР ЖБР (ЖБРП) выполняются следующие виды работ:

- ремонт кровли резервуара нанесением торкрет-раствора, торкрет-бетона или укладкой бетона по арматурной сетке (армирование конструктивное), а также защита бетона путем пропитки его или покраски различными составами в соответствии с РД-23.020.01-КТН-207-10 и ТПР-23.020.00-КТН-250-14;
- набивка сальников задвижек;
- ремонт заземления;
- замена кассет ОП.

## **9.5 Особенности обслуживания резервуаров с высокосернистой нефтью**

9.5.1 При перекачке и хранении в резервуарах высокосернистой нефти необходимо учитывать возможность выделения сероводорода, образования и накопления пирофорных отложений, способных к самовозгоранию при невысоких температурах.

9.5.2 Резервуары, в которых хранятся высокосернистые нефти, должны подвергаться периодическим осмотрам, диагностированию и ремонту по отдельному графику, утвержденному главным инженером филиала ОСТ.

9.5.3 В резервуарах с высокосернистой нефтью патрубки дыхательной арматуры, клапаны, световые люки должны очищаться от пирофорных отложений и продуктов коррозии для предупреждения самовозгорания пирофорных отложений согласно графику.

9.5.4 Резервуары с высокосернистой нефтью должны быть оборудованы стационарными уровнемерами. Ручное измерение уровня, и отбор проб высокосернистой нефти допускаются при соблюдении особенности при работе с высокосернистой нефтью согласно РМГ 116-2011 [5].

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

9.5.5 При необходимости измерения уровня и отбора проб через замерный люк, а также при дренировании воды операторы должны быть в фильтрующих противогазах.

9.5.6 Резервуары с высокосернистой нефтью должны иметь внутренние защитные АКП.

9.5.7 Перед очисткой освобожденного от высокосернистой нефти резервуара необходимо провести его пропарку.

9.5.8 При проведении работ с высокосернистой нефтью для обеспечения безопасности очищаемую поверхность следует содержать во влажном состоянии в соответствии с ППР на очистку.

9.5.9 Пропарку РВС (РВСП, РВСПК, РВСПА) следует проводить при закрытом нижнем люке резервуара, а конденсат дренировать в систему канализации.

После окончания работы необходимо взять пробу воздуха для анализа на содержание в нем опасных концентраций нефтяных паров и газов, проба из РВС (РВСП, РВСПК, РВСПА) отбирается через нижний люк.

9.5.10 Пропарку ЖБР (ЖБРП) следует проводить подачей пара через верхние люки.

9.5.11 Обращение с нефтешламами, образовавшимися при эксплуатации резервуаров, осуществляется в соответствии с РД-13.020.00-КТН-128-16.

## **9.6 Обслуживание средств измерения уровня и отбора проб нефти/нефтепродуктов**

9.6.1 Обслуживание средств измерения уровня нефти/нефтепродуктов и отбора проб в резервуаре выполняется в соответствии с технологическими картами ТОР или инструкциями по эксплуатации этих средств.

9.6.2 Устройства системы измерения уровня нефти/нефтепродукта должны подвергаться контролю технического состояния с периодичностью в соответствии с требованиями РД-35.240.50-КТН-168-13.

Устройства отбора проб должны подвергаться контролю технического состояния с периодичностью, установленной ТД на данные устройства.

9.6.3 О результатах контроля технического состояния делается запись в журнале текущего обслуживания резервуара. Обо всех замеченных недостатках должно быть сообщено руководству с одновременным принятием соответствующих мер и обязательной записью в журнале.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

9.6.4 Конструкция используемых средств измерения уровня и отбора проб должна предусматривать возможность проверки их работоспособности без демонтажа и освобождения резервуара от нефти/нефтепродуктов.

9.6.5 Средства измерений должны быть утвержденного типа, исправны и поверены или калиброваны (в зависимости от сферы применения).

9.6.6 В целях обеспечения нормальной работы приборов учета резервуары должны систематически очищаться от пирофорных отложений, высоковязких остатков, минеральных загрязнений, ржавчины, воды.

9.6.7 При отборе проб нельзя допускать разлив нефти/нефтепродуктов. При разливе нефть/нефтепродукты удаляются с применением ветоши. Запрещается оставлять на кровле резервуара ветошь, паклю, посторонние предметы.

9.6.8 Водочувствительные ленты (пасты), применяемые для измерения уровня подтоварной воды, должны храниться в плотно закрытых футлярах в соответствии с инструкцией производителя. Качество и срок годности ленты (пасты) следует систематически проверять.

## 9.7 Предотвращение накопления и размыв донных отложений

9.7.1 Резервуары должны оборудоваться СРДО и стационарными размывающими системами в следующих целях:

- предотвращения накопления в резервуаре донных отложений для их удаления;
- предотвращения скопления и удаления подтоварной воды;
- обеспечения качества перекачиваемой нефти в соответствии с требованиями

ГОСТ Р 51858.

9.7.2 Эксплуатация СРДО и стационарных размывающих систем должна проводиться в соответствии с РД-75.180.00-КТН-158-13, ОР-23.020.00-КТН-111-13 и ТД изготовителя (инструкциями по безопасной эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту).

9.7.3 Размыв и удаление донных отложений из резервуара должны быть выполнены в соответствии с требованиями ОР-23.020.00-КТН-111-13 по ежемесячным графикам размыва, согласованным с ОЭ, ОГЭ, ТТО, ОГД и заместителем генерального директора по товарно-транспортным операциям ОСТ и утвержденным главным инженером филиала ОСТ.

9.7.4 Все работы по размыву донных отложений – включение системы размыва в работу, измерения уровня донных отложений до, в процессе и после размыва (контроль за ходом размыва, качеством откачиваемой нефти и нефтепродуктов в смеси с размывными

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

донными отложениями) должны выполняться в соответствии с требованиями инструкции по размыву донных отложений на НПС (ЛПДС), утвержденной главным инженером филиала ОСТ, руководством по эксплуатации изготовителя системы размыва, РД-75.180.00-КТН-158-13, ОР-23.020.00-КТН-230-14 и ОР-23.020.00-КТН-111-13, по согласованию с диспетчером ОСТ. Все операции по подготовке и размыву донных отложений должны выполняться в соответствии с технологической картой по размыву донных отложений в резервуарах.

После окончания размыва донных отложений нефть следует откачать из резервуара до нижнего нормативного уровня разлива.

9.7.5 По окончании размыва донных отложений и откачки нефти из резервуара необходимо провести измерение высоты донных осадков через замерные люки. При неудовлетворительных результатах цикл размыва следует повторить.

9.7.6 Результаты измерений высоты донных отложений должны заноситься в журнал проведения работ по размыву и удалению донных отложений из резервуаров по форме согласно ОР-23.020.00-КТН-111-13 (приложение Б).

## **9.8 Дренирование подтоварной воды**

9.8.1 На НПС (ЛПДС), оснащенных очистными сооружениями или имеющих возможность очистки сточных вод, подтоварная вода, образующаяся в резервуарах при отстое нефти/нефтепродуктов, должна периодически отводиться в производственную канализацию.

9.8.2 Удаление/дренирование подтоварной воды из резервуаров РП производится в соответствии с производственной инструкцией, содержащей подчиненность, ответственность, технологию и последовательность действий оперативного персонала, а также правила безопасности.

9.8.3 Подтоварная вода из РВС (РВСП, РВСПК, РВСПА) удаляется через сифонный кран, в том числе с паровой рубашкой.

Сифонный кран необходимо осматривать при каждом дренировании подтоварной воды. При этом проверяется отсутствие течи в сальниках крана. Поворот крана должен быть плавным, без заеданий. В нерабочем состоянии приемный отвод должен находиться в горизонтальном положении. Отметки на корпусе сальника, соответствующие трем положениям отвода: рабочее (Р), промывка (П) и нерабочее (Н) должны быть продублированы на стенке резервуара возле сифонного крана.

При подготовке резервуаров к работе в зимний период необходимо:

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

- произвести промывку кранов нефтью/нефтепродуктом, для вымывания из внутренней полости запорной арматуры остатков воды;
- повернуть в нерабочее положение и утеплить.

9.8.4 Удаление подтоварной воды из ЖБР проводится погружным насосом, который монтируется на люке крыши резервуара, или другими средствами.

9.8.5 Частота дренирования подтоварной воды зависит от содержания воды в нефти/нефтепродукте, режима работы резервуаров (для резервуаров, работающих в режиме «прием-сдача», – перед проведением каждого измерения).

9.8.6 При удалении подтоварной воды необходим постоянный контроль за ее стоком. Не допускается вытекание нефти/нефтепродуктов.

9.8.7 Измерение уровня подтоварной воды проводится в соответствии с Р 50.2.040-2004, МИ 3275-2016 и требованиями настоящего документа.

9.8.8 Дренирование резервуара, используемого под продукты зачистки в качестве емкости-отстойника, должно проводиться персоналом СЭП.

## **9.9 Контроль за осадкой фундамента резервуаров, трубопроводов и оборудования**

9.9.1 Для обеспечения надежной работы резервуаров в процессе эксплуатации необходимо осуществлять контроль за осадкой и деформацией фундамента (основания) резервуаров.

9.9.2 Контроль за осадкой и деформациями фундамента (основания) РВС (РВСП, РВСПК, РВСПА) заключается в нивелировании:

- фундамента (основания) резервуара по закрепленным на фундаменте деформационным маркам, привязанным к реперу (в Балтийской системе высот);
- окрайки (наружного контура днища) в процессе его эксплуатации.

По результатам нивелирования составляются схемы нивелирования по РД-23.020.00-КТН-141-16 (приложение Д).

9.9.3 В первые 5 лет эксплуатации резервуара нивелирование фундамента (основания), окрайки днища по наружному периметру резервуара и измерение отклонений образующей стенки резервуара от вертикали должно проводиться в абсолютных отметках ежегодно. В последующие годы систематически должно проводиться контрольное нивелирование одновременно с техническим диагностированием.

9.9.4 Нивелирование окрайки днищ и измерение отклонений образующей стенки резервуара от вертикали вертикальных цилиндрических стальных резервуаров необходимо

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

проводить через 6 м по точкам, совпадающим с вертикальными швами нижнего пояса резервуара, если листы нижнего пояса имеют длину 6 м. Если длина листов превышает 6 м, то нивелирование необходимо произвести по вертикальным сварным швам и в середине (центре) листа.

9.9.5 При выявлении отклонений отметок окрайки днища и образующих стенки резервуара, превышающих значения, приведенные в РД-23.020.00-КТН-141-16 (РД-23.020.00-КТН-271-10) необходимо провести расчет НДС стенки по согласованию с ПАО «Транснефть». Расчет и определение срока и условий дальнейшей безопасной эксплуатации резервуара выполняется экспертной организацией.

9.9.6 При выполнении нивелирования окрайки днищ вертикальных цилиндрических стальных резервуаров в процессе эксплуатации необходимо обеспечить близкие по значению уровни разлива нефти и нефтепродуктов в резервуаре тем, которые были в момент предыдущего контроля.

9.9.7 У резервуаров отклонения от горизонтальности наружного контура днища резервуара не должны превышать значений величин, указанных в РД-23.020.00-КТН-141-16 (РД-23.020.00-КТН-271-10).

9.9.8 При нивелировании фундамента (основания) резервуара и окрайки днища обязательно должны нивелироваться фундамент лестницы (при наличии), фундаменты опор и стоек СКНР, фундаменты под запорную арматуру, фундаменты опор наружных технологических трубопроводов, осуществляться контроль планово-высотного положения технологических трубопроводов.

9.9.9 Для обеспечения точности определения значений величин осадки резервуара перед нивелированием необходимо проводить поверки геодезического инструмента, систематически следить за состоянием реперов, марок на фундаментах, запорной арматуре и шахтой лестницы, а также за разметкой точек нивелирования на резервуаре.

9.9.10 Значения допустимых отклонений планово-высотного положения фундаментов опор и стоек СКНР, фундаментов под запорную арматуру, фундаментов опор наружных технологических трубопроводов и т.д. принимаются в соответствии с требованиями СП 63.13330.2012 и документацией на монтаж и эксплуатацию оборудования.

9.9.11 При обнаружении осадок и деформаций фундаментов (основания) резервуаров, трубопроводов и оборудования, превышающих допустимые значения, начальник НПС (ЛПДС), в течение 1 суток письменно информирует руководство филиала

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

ОСТ о выявленных отклонениях. Главный инженер филиала ОСТ письменно информирует руководство ОСТ о выявленных отклонениях в течение 1 ч.

Главный инженер филиала ОСТ в течение 3 суток организует проведение внеочередного технического осмотра резервуаров, трубопроводов и оборудования. Главный инженер филиала ОСТ в течение 1 суток информирует главного инженера ОСТ о результатах проведенного внеочередного технического осмотра резервуаров, трубопроводов и оборудования.

9.9.12 Необходимость вывода резервуара из эксплуатации при возникновении предельных величин осадки и деформации фундаментов (основания) устанавливается комиссией, назначаемой ОСТ. Вывод из эксплуатации должен быть согласован с ПАО «Транснефть» в соответствии с требованиями ОР-23.020.00-КТН-278-09.

9.9.13 За осадкой ЖБР (ЖБРП) устанавливается контроль путем нивелирования крыши ЖБР (ЖБРП).

Неравномерность осадки крыши (основания) ЖБР (ЖБРП) должна быть не выше допустимых пределов:

- между центральной точкой крыши и точками крыши над стенкой в цилиндрических резервуарах –  $0,0006 \cdot R$ , но не более 25 мм (где  $R$  – радиус цилиндрического резервуара, мм);

- между смежными колоннами –  $0,0008 \cdot L$ , но не более 5 мм (где  $L$  – расстояние между смежными колоннами, мм).

9.9.14 Нивелирование крыши ЖБР (ЖБРП) в точках, указанных в журнале регистрации нивелирных отметок, проводится 2 раза в год в первые 5 лет эксплуатации, в последующие годы, после стабилизации основания, нивелирование крыши следует проводить не реже 1 раза в 5 лет.

9.9.15 Нивелирование элементов конструкции резервуаров (выступающая часть окрайки днища, отмостка, центральная часть днища, коробка плавающей крыши (понтон), фундамент под запорную арматуру, СКНР, шахтной лестницы) следует проводить в соответствии с требованиями РД-23.020.00-КТН-141-16 (РД-23.020.00-КТН-271-10).

9.9.16 Результаты нивелирования оформляются документально (акты, заключения и пр.). Нивелирование проводит организация, имеющая свидетельство СРО о допуске на проведения геодезических наблюдений за деформациями и осадками зданий и сооружений.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

9.9.17 Для измерения осадки основания ЖБР (ЖБРП) на территории предприятия должны быть установлены глубинные реперы, закладываемые по индивидуальной ПД ниже глубины промерзания грунта.

## **9.10 Обслуживание задвижек, трубопроводов обвязки резервуаров**

9.10.1 Техническое обслуживание задвижек, трубопроводов обвязки резервуаров, находящихся внутри защитного ограждения (обвалования), и отсекающих задвижек, проводится в составе обслуживания оборудования НПС (ЛПДС) в соответствии с требованиями РД-23.040.00-КТН-031-14, РД-75.200.00-КТН-119-16, ОТТ-23.060.30-КТН-108-15, ОТТ-23.060.30-КТН-135-16 и РД-75.180.00-КТН-030-14.

9.10.2 Техническое диагностирование технологических трубопроводов, находящихся внутри защитного ограждения (обвалования), выполняется в соответствии с требованиями РД-23.020.00-КТН-141-16 (РД-23.020.00-КТН-271-10), РД-23.040.00-КТН-148-14 и РД-23.040.00-КТН-186-15.

9.10.3 Все патрубки на стенке резервуара, воздушники и дренажные отводы на технологических трубопроводах и трубопроводах СПТ, находящиеся в пределах защитного ограждения, через которые при открытии запорной арматуры возможен выход нефти/нефтепродукта, должны оборудоваться плоскими заглушками на болтовых соединениях или муфтовыми в соответствии с РД, за исключением сифонных кранов на всех типах резервуаров и задвижек систем водоспусков на резервуарах типа РВСПК.

9.10.4 Места установки манометров на технологических трубопроводах и трубопроводах СПТ, находящихся внутри защитного ограждения и содержащих нефть/нефтепродукты, должны быть заглушены резьбовыми заглушками.

## **9.11 Обслуживание производственной канализации**

9.11.1 Приемные колодцы производственной канализации, расположенные внутри защитного ограждения, должны иметь хлопушки с тросовым управлением, датчик стационарной системы контроля загазованности непрерывного действия/контрольный прибор по обнаружению наличия нефти/нефтепродуктов. В нормальном положении хлопушка закрыта. Исправность хлопушек необходимо проверять не реже 1 раза в 3 месяца.

При реконструкции в приемном колодце производственно-ливневой канализации резервуара должна предусматриваться установка датчика стационарной системы контроля загазованности непрерывного действия/контрольного прибора по обнаружению наличия нефти/нефтепродуктов.



ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

В каждом гидравлическом затворе слой воды должен быть не менее 0,25 м. Исправность гидрозатворов и уровень в них воды необходимо проверять не реже 1 раза в месяц с оформлением акта, составленного в произвольной форме, с указанием названия НПС (ЛПДС), даты проверки, состава бригады, технологического номера колодца с гидрозатвором, результатов контроля наличия воды и величины гидрозатвора.

За пределами защитного ограждения резервуара после дождеприемного колодца с хлопушкой должен быть установлен колодец с электроприводной задвижкой. Задвижка должна быть стальная фланцевая. Управление задвижкой должно быть предусмотрено автоматическое, местное, дистанционное и ручное. Автоматическое закрытие задвижки должно быть предусмотрено по сигналу контрольного прибора обнаружения наличия нефти/нефтепродуктов, установленного в дождеприемном колодце с хлопушкой в каре резервуара, дистанционное управление задвижкой из операторной НПС (ЛПДС), ручное управление задвижкой по месту.

Нормальное положение задвижки – закрытое.

9.11.2 Осмотр производственной канализации и датчика газоанализатора должен осуществляться не реже 1 раза в месяц. Осмотр проводится путем обхода трасс канализации, колодцев и осмотров внешнего состояния устройств и сооружений.

9.11.3 Для сохранения пропускной способности канализационных сетей РП необходимо осуществлять их очистку не реже 1 раза в год.

9.11.4 По данным осмотра при необходимости составляется дефектная ведомость на проведение ремонта канализационной сети.

9.11.5 При подготовке к эксплуатации в осенне-зимний период необходимо выполнить утепление крышек канализационных и дренажных колодцев, находящихся в границах защитного ограждения.

## 9.12 Содержание территории

9.12.1 Защитное ограждение резервуаров должно содержаться в соответствии с требованиями ГОСТ Р 53324 и настоящего документа.

9.12.2 При необходимости заезда внутрь защитного ограждения технических средств при проведении ремонта/диагностического обследования необходимо устраивать проезды через защитное ограждение путем подсыпки грунта для транспортирования тяжелого оборудования или материалов к резервуарам РВС (РВСП, РВСПК, РВСПА) в соответствии с ППР. ППР по устройству и ликвидации проездов утверждается главным инженером ОСТ.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

9.12.3 При нарушении защитного ограждения в связи с работами по прокладке или ремонту коммуникаций по окончании этих работ оно должно быть восстановлено. Эксплуатация резервуаров с разрушенным защитным ограждением не допускается.

9.12.4 Котлованы и траншеи, вырытые при ремонте/диагностическом обследовании, должны быть засыпаны с послойным трамбованием и спланированы по окончании работ. Такие котлованы или траншеи должны быть ограждены и в ночное время освещены. По завершении земляных работ на территории, ограниченной защитным ограждением, при наличии противофильтрационного экрана (глиняного замка, пленки) его герметичность должна быть восстановлена.

9.12.5 Места разлива нефти/нефтепродуктов следует немедленно зачищать путем снятия слоя земли (грунта) толщиной, превышающей на глубину до 2 см проникновения в грунт нефти. Выбранный грунт должен быть удален в специально отведенное место, а образовавшаяся выемка засыпана свежим грунтом, песком или щебнем.

9.12.6 Территория РП должна быть спланирована и своевременно очищена от мусора, сухой травы и листьев. В летнее время трава должна быть вывезена в сыром виде с территории РП. В зимний период необходимо своевременно расчищать от снега уторный шов, колодцы, дорожки, подходы к оборудованию и пожарные проезды на территории РП. На территории производственных объектов для озеленения запрещается применять деревья и кустарники хвойных пород, а также выделяющие при цветении хлопья, волокнистые вещества и опушенные семена.

9.12.7 Откосы обсыпки ЖБР (ЖБРП) должны быть покрыты растительным слоем, или георешетками, заполненными грунтом, или щебнем для предотвращения размыва земляной обсыпки поверхностными водами.

С территории РП или отдельно стоящего ЖБР (ЖБРП) должен быть обеспечен организованный отвод дождевых вод на очистные сооружения производственно-дождевых сточных вод.

9.12.8 Обсыпка ЖБР (ЖБРП) должна постоянно содержаться в полной исправности. При нарушении обсыпки в связи с ремонтами и другими работами по окончании их обсыпка должна быть восстановлена.

9.12.9 Запрещается загромождение крыши резервуаров посторонними предметами и демонтированным оборудованием.

9.12.10 Временная статическая нагрузка на крышу ЖБР (ЖБРП) не должна превышать допустимого значения, установленного ПД. Наезд на крышу

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

резервуара какой-либо подвижной нагрузки (грузовой или пожарной машины, бульдозера, трубоукладчика и т. п.) категорически запрещается.

### **9.13 Подготовка резервуаров, оборудования, объектов резервуарного парка к эксплуатации в осенне-зимний и весенне-летний периоды года**

9.13.1 При подготовке резервуаров к работе в зимний и летний периоды должен быть разработан перечень мероприятий в соответствии с ОР-03.100.50-КТН-224-12.

9.13.2 При подготовке резервуаров к работе в зимний период необходимо:

- удалить воду с крыши резервуаров ЖБР (ЖБРП) с водяным экраном;
- проверить состояние и при необходимости очистить от мусора защитные сетки систем водоспусков и аварийных водоспусков плавающих крыш резервуаров РВСПК;
- удалить подтоварную воду из резервуаров;
- сифонные краны промыть нефтью/нефтепродуктом, повернуть в нерабочее положение и утеплить;
- задвижку зачистного патрубка промыть нефтью/нефтепродуктом и утеплить при необходимости;
- слить воду из кольца системы водяного охлаждения;
- выполнить подготовку трубопроводов и оборудования СПТ и СВО в соответствии с требованиями ОР-13.220.10-КТН-066-16;
- проверить и подготовить дыхательную и предохранительную арматуру, уровнемеры и стационарные пробоотборники по ГОСТ 13196 [6] или с перфорированной заборной трубкой;
- кассеты ОП демонтировать при наступлении устойчивой минусовой среднесуточной температуры воздуха, согласно ОР-23.060.00-КТН-115-10;
- проверить состояние предохранительных клапанов на плавающих крышах резервуаров РВСПК;
- утеплить запорную арматуру водоспускных устройств;
- пробоотборник промыть нефтью/нефтепродуктом во избежание скопления воды и при необходимости утеплить;
- очистка измерительной трубы радарного уровнемера от отложений парафина на резервуарах для нефти по методике, разработанной ОЭ ОСТ и утвержденной главным инженером ОСТ.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

9.13.3 Предохранительный гидравлический клапан на зиму необходимо залить незамерзающей жидкостью.

9.13.4 Необходимо проверить работу дыхательных клапанов, плотность прилегания тарелок клапанов к седлам.

9.13.5 Необходимо проверить устойчивость и исправность лестниц, поручней, ограждений площадок на крыше резервуара.

9.13.6 При подготовке канализационной сети к зиме необходимо провести ревизию сбросовых коллекторов, запорной арматуры, оборудования, задвижек, колодцев.

9.13.7 Проведение измерений высоты снежного покрова с указанием периодичности, мест и способов замеров, порядок и способы выполнения работ по удалению части снегового покрова регламентируются ОР-23.020.00-КТН-285-09, ОР-23.020.00-КТН-279-09 и инструкциями по эксплуатации и техническому обслуживанию резервуаров для нефти типа РВСП, РВСПА и РВСПК.

При превышении допустимой величины снежного покрова удаление снега с крыш резервуаров выполняется при:

- нахождении резервуаров в эксплуатации;
- зачистке от донных отложений;
- техническом диагностировании;
- нахождении в ремонте;
- нахождении в консервации.

9.13.8 При накоплении снега на плавающей крыше во избежание перекоса необходимо равномерно перераспределять или очищать крышу от снега.

9.13.9 При превышении допустимой величины снежного покрова удаление снега с крыш резервуаров типа РВСПА выполняются собственными силами филиала ОСТ, или с привлечением подрядных организаций.

9.13.10 При примерзании кольцевого затвора к стенке резервуара с плавающей крышей его следует отрывать при помощи не образующих искру металлических пластин или деревянных клиньев, сняв предварительно защитный щиток затвора на примерзшем участке, или путем отогревания примерзших участков паром с наружной стороны, или путем циркуляции теплой нефти/нефтепродукта в резервуаре.

9.13.11 При подготовке к весенне-летнему периоду РП и отдельно стоящие резервуары, расположенные в зоне возможного затопления во время паводка, должны быть

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

заблаговременно к нему подготовлены, защитные ограждения (обвалования) восстановлены и, при необходимости, наращены.

9.13.12 При подготовке к весенне-летнему периоду эксплуатации на резервуарах необходимо выполнить ревизию дыхательных и предохранительных клапанов. Кассеты ОП необходимо установить при наступлении устойчивой положительной среднесуточной температуры воздуха согласно ОР-23.060.00-КТН-115-10.

## **10 Обеспечение безопасной эксплуатации резервуаров**

### **10.1 Предупреждение аварий и повреждений**

10.1.1 Основными контролируемыми параметрами, обеспечивающими предупреждение аварий и повреждений резервуаров, являются:

- предельные уровни нефти/нефтепродуктов в резервуаре (нижний и верхний аварийные уровни указываются в технологической карте резервуара);
- внутреннее избыточное давление – не более 2,0 кПа;
- относительное разрежение в газовом пространстве – не более 0,25 кПа;
- расчет и скорости заполнения и скорости опорожнения резервуара с обеспечением сигнализации при превышении расчетных значений;
- сигнализация верхнего аварийного, верхнего допустимого, верхнего нормативного, нижнего аварийного, нижнего допустимого, нижнего нормативного уровня во всех резервуарах;
- сигнализация уровня аварийного запаса в резервуарах, используемых для приема аварийного сброса нефти/нефтепродукта;
- сигнализация минимального допустимого уровня, обеспечивающего безаварийную эксплуатацию системы размыва донных отложений;
- сигнализация достижения предельной максимальной скорости заполнения, аварийной максимальной скорости заполнения, предельной максимальной скорости опорожнения, аварийной максимальной скорости опорожнения;
- сигнализация превышения предельного давления в трубопроводах РП;
- сигнализация аварийного разрежения в резервуаре (только для РВС и ЖБР);
- дистанционное и автоматическое управление СРДО в резервуарах;
- дистанционное и автоматическое управление задвижками РП и индикация их положения.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

10.1.2 Для автоматического контроля предварительно устанавливаемых верхних и нижних уровней нефти/нефтепродукта в резервуаре используют сигнализаторы уровня различных модификаций, основанных на поплавковом, ультразвуковом, радиоизотопном и других методах контроля.

10.1.3 При достижении нормативного нижнего (нормативного верхнего) уровня нефтью/нефтепродуктом в резервуаре на операторном щите или АРМ оператора появляется светозвуковой сигнал, обязывающий оператора совместно с диспетчером принять меры к прекращению откачки/закачки.

10.1.4 Абсолютная погрешность измерения и срабатывания сигнализаторов аварийного уровня не должна превышать 10 мм.

10.1.5 РП в соответствии с требованиями нормативных документов оборудуются системами пожарной сигнализации и оповещения о пожаре.

10.1.6 Сигнал о загорании должен передаваться извещателями, установленными на крыше или стенке (по периметру) резервуара.

10.1.7 В качестве извещателей применяются извещатели пожарные, предназначенные для формирования сигнала при температуре контролируемой среды в резервуарах с нефтью/нефтепродуктами, превышающей пороговую температуру срабатывания, и автоматические многодиапазонные пожарные извещатели пламени, реагирующие на электромагнитное излучение пламени или тлеющего огня в соответствии с нормативными документами и ПД.

Извещатели пожарные применяются:

- в КУР ЖБР, на резервуарах типа РВСПК, РВСПА – автоматические многодиапазонные пожарные извещатели пламени, реагирующие на электромагнитное излучение пламени или тлеющего огня, спектральная чувствительность которых должна соответствовать спектру излучения пламени горючих материалов, находящихся в защищаемой зоне;
- на резервуарах типа РВС, РВСП, ЖБР, ЖБРП – автоматические тепловые пожарные извещатели, реагирующие на определенное значение температуры.

10.1.8 К ручным пожарным извещателям должен быть обеспечен свободный доступ, места их установки должны иметь достаточную освещенность.

10.1.9 Сигнализаторы предельных уровней и извещатели пожарные пламени или извещатели тепловые на резервуаре устанавливаются в соответствии с нормативными документами и ПД.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

10.1.10 Контрольно-измерительные приборы и коробки соединительные, устанавливаемые на резервуарах должны иметь взрывозащищенное исполнение по серии ГОСТ 30852.

10.1.11 В целях защиты резервуаров от перелива и превышения расчетного рабочего давления в технологических трубопроводах и арматуре в составе РП должно быть предусмотрено резервирование емкости для сброса нефти/нефтепродуктов с учетом объема схода на самотечных участках МТ, подходящих к данной НПС (ЛПДС).

10.1.12 План мероприятий по локализации и ликвидации аварий, разрабатываемый на каждой НПС (ЛПДС), должен содержать раздел по ликвидации возможных аварий в РП.

10.1.13 При технической подготовке персонала аварийно-восстановительных бригад, а также персонала НПС (ЛПДС), нефтебаз необходимо провести обучение действиям в условиях повреждений, аварий и пожаров в РП.

## 10.2 Система автоматизации резервуарного парка

10.2.1 СА РП предназначена для обеспечения централизованного контроля и управления РП из местного диспетчерского пункта без постоянного присутствия обслуживающего персонала непосредственно у технологических объектов.

10.2.2 Дистанционно измеряются, передаются и контролируются в местном диспетчерском пункте параметры в соответствии с РД-35.240.50-КТН-109-13 (таблица Б.4).

10.2.3 СА РП предусматривает следующие автоматические защиты:

- защиты резервуара от переполнения;
- защиты резервуара при понижении уровня до нижнего допустимого уровня;
- защиты резервуара по обеспечению безопасной работы СРДО;
- защита по аварийному разряжению в резервуарах типа РВС и ЖБР;
- защиты резервуара от превышения скоростей заполнения и опорожнения;
- защиты технологических трубопроводов РП от превышения давления;
- защиты по пожару;
- защиты по затоплению и загазованности КУР ЖБР.

10.2.4 В местном диспетчерском пункте предусматривается сигнализация в соответствии с РД-35.240.50-КТН-109-13 (таблица Б.4).

Должна быть обеспечена автоматическая световая и звуковая сигнализация аварийных ситуаций.

10.2.5 Оборудование, входящее в состав СА РП, устанавливаемое на резервуарах и имеющее непосредственное соприкосновение с взрывоопасной средой, должно быть

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

взрывобезопасным, как правило, с видом взрывозащиты «Искробезопасная электрическая цепь» или со специальным видом взрывозащиты в соответствии с серией ГОСТ 30852.

10.2.6 СА должна выполнять:

- измерение уровня нефти/нефтепродукта в каждом резервуаре;
- измерение средней температуры нефти/нефтепродукта в каждом резервуаре;
- измерение разрежения в резервуаре для РВС и ЖБР (опционально при необходимости);
- измерение температуры окружающего воздуха на площадке РП;
- расчет скорости заполнения и скорости опорожнения резервуара;
- сигнализацию верхнего аварийного, верхнего допустимого, верхнего нормативного, нижнего аварийного, нижнего допустимого, нижнего нормативного уровня во всех резервуарах;
  - сигнализацию уровня аварийного запаса в резервуарах, используемых для приема аварийного сброса нефти/нефтепродукта;
  - сигнализацию минимального допустимого уровня, обеспечивающего безаварийную эксплуатацию СРДО;
  - сигнализацию достижения предельной максимальной скорости заполнения, аварийной максимальной скорости заполнения, предельной максимальной скорости опорожнения, аварийной максимальной скорости опорожнения;
  - сигнализацию превышения предельного давления в трубопроводах РП;
  - сигнализацию аварийного разрежения в резервуаре для РВС и ЖБР (опционально при необходимости);
  - дистанционное и автоматическое управление СРДО;
  - дистанционное и автоматическое управление задвижками РП и индикацию их положения;
  - сигнализацию наличия нефти/нефтепродукта в дождеприемных колодцах резервуаров.

10.2.7 Для защиты резервуара от переполнения МПСА НПС (ЛПДС) подает команды на закрытие всех коренных задвижек РП (устройств) резервуара при достижении в резервуаре верхнего допустимого уровня нефти/нефтепродукта. Данная защита «Верхний допустимый уровень в резервуаре» имеет выдержку времени 3 с перед ее выполнением в соответствии с РД-35.240.50-КТН-109-13.



ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

10.2.8 Для формирования сигнала «Верхний допустимый уровень в резервуаре» должен использоваться сигнализатор уровня, не связанный с датчиком уровня. Резервуары типа РВС, ЖБР должны быть оснащены двумя сигнализаторами для контроля верхнего допустимого уровня. Резервуары типа РВСП, РВСПК, РВСПА, ЖБРП должны быть оснащены тремя сигнализаторами верхнего допустимого уровня, расположенными равномерно по периметру резервуара.

10.2.9 Условием формирования защиты «Верхний допустимый уровень в резервуаре» является получение системой автоматизации сигнала от любого сигнализатора верхнего допустимого уровня.

10.2.10 Для защиты резервуара при понижении уровня до нижнего допустимого уровня в резервуаре МПСА НПС (ЛПДС) подает команды на закрытие всех коренных задвижек приемо-раздаточных патрубков (устройств) резервуара. Данная защита «Нижний допустимый уровень в резервуаре» имеет выдержку времени 3 с перед ее выполнением.

10.2.11 Настройка верхнего аварийного, верхнего допустимого, верхнего нормативного, нижнего аварийного, нижнего допустимого, нижнего нормативного уровня во всех резервуарах и уровня аварийного запаса в резервуарах, используемых для приема аварийного сброса нефти/нефтепродукта, должна производиться по утвержденным технологическим картам на резервуары и РП, подготовленным в соответствии с ОР-23.020.00-КТН-079-14.

10.2.12 Для защиты технологических трубопроводов РП от превышения давления должен выполняться сброс нефти/нефтепродукта в резервуар аварийного сброса или в резервуар, специально выделенный для аварийного приема нефти/нефтепродукта.

10.2.13 При достижении давления в технологических трубопроводах РП значения «Давление начала открытия предохранительных клапанов», определенного в соответствии с требованиями РД-24.040.00-КТН-062-14, должна формироваться сигнализация «Предельное максимальное давление в трубопроводе РП».

10.2.14 При достижении давления в технологических трубопроводах значения на 0,05 МПа больше «Предельного максимального давления в трубопроводе РП», без выдержки времени должна формироваться защита «Аварийное максимальное давление в трубопроводе РП». При этом выполняется автоматическое открытие задвижки на линии приема нефти/нефтепродукта в резервуары аварийного сброса, установленной параллельно СППК.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

10.2.15 Датчик измерения давления в технологических трубопроводах РП устанавливается перед (по потоку нефти/нефтепродукта) задвижкой на линии подачи нефти/нефтепродукта в резервуар аварийного сброса нефти/нефтепродукта.

10.2.16 Для защиты резервуара (только РВС и ЖБР) от аварийного разрежения в резервуаре МПСА НПС (РП) подает команды на закрытие всех коренных задвижек РРП (устройств) резервуара при достижении в резервуаре аварийного разрежения с выдержкой времени 20 с.

10.2.17 Пределы основной приведенной погрешности средств измерений, применяемых в СА и телемеханизации технологического процесса (за исключением используемых в составе СОУ и в СИКН), – в соответствии с требованиями РД-35.240.50-КТН-109-13.

10.2.18 Для автоматического обнаружения пожара должны применяться следующие технические средства:

- в КУР ЖБР, на резервуарах типа РВСПК, РВСПА – автоматические многодиапазонные пожарные извещатели пламени, реагирующие на электромагнитное излучение пламени или глеющего огня, спектральная чувствительность которых должна соответствовать спектру излучения пламени горючих материалов, находящихся в защищаемой зоне;

- на резервуарах типа РВС, РВСП, ЖБР, ЖБРП – автоматические тепловые пожарные извещатели, реагирующие на определенное значение температуры.

10.2.19 Автоматические многодиапазонные пожарные извещатели пламени должны обеспечивать регистрацию тестовых очагов пожара ТП-5 и ТП-6 по ГОСТ Р 53325, быть устойчивыми к воздействию вибрации, электромагнитных помех, прямого и отраженного солнечного света, отраженных бликов электросварки и работать по интерфейсу RS-485 открытым протоколом.

10.2.20 На резервуарах типа РВСПК, РВСПА пожарные извещатели пламени должны устанавливаться по верхней образующей (в крыше) резервуара в соответствии с их техническими характеристиками, на расстоянии не более 12,5 м друг от друга по периметру. При этом на каждом резервуаре должны быть организованы два независимых интерфейсных шлейфа пожарных извещателей пламени, с равномерным последовательным чередованием на резервуаре извещателей из разных шлейфов. Формирование защиты «Пожар» в МПСА ПТ должно осуществляться при срабатывании любых двух (и более) пожарных извещателей пламени без учета их принадлежности к шлейфам.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

10.2.21 На резервуарах типа РВС, РВСП, ЖБР, ЖБРП тепловые пожарные извещатели должны устанавливаться на расстоянии не более 12,5 м друг от друга по периметру в крыше резервуара и на расстоянии не более 3 м от его стенки (чувствительный элемент извещателя при этом должен находиться под крышей резервуара). Допускается организация двух шлейфов тепловых пожарных извещателей.

Температура срабатывания теплового пожарного извещателя должна составлять 90 °С.

10.2.22 Все пожарные извещатели должны быть надежно закреплены и защищены от механических воздействий, быть устойчивы к воздействию электромагнитных помех со степенью жесткости не ниже 2 по ГОСТ Р 53325. Пожарные извещатели, устанавливаемые вне помещений, должны иметь конструктивное исполнение не хуже IP65 по ГОСТ 14254.

10.2.23 Ручные пожарные извещатели, предназначенные для ручного включения сигнала пожарной тревоги, расположенные в РП, а также у сооружений устанавливаются в соответствии с требованиями СП 5.13130.2009 и включаются в систему пожарной сигнализации, отдельную от МПСА ПТ.

10.2.24 Системы автоматизации резервуарного парка должны соответствовать требованиям РД-35.240.50-КТН-109-13 и ТПР-35.240.50-КТН-224-16.

10.2.25 ТО и ремонт СА РП должны выполняться в соответствии с требованиями РД-35.240.50-КТН-168-13.

10.2.26 Монтаж оборудования СА РП должен быть выполнен в соответствии с требованиями РД-35.240.00-КТН-178-16.

### **10.3 Система пожаротушения и водяного охлаждения**

10.3.1 СПТ и СВО резервуаров и РП является составной частью системы пожаротушения объектов НПС. Эксплуатация СПТ и СВО осуществляется в соответствии с требованиями ОР-13.220.10-КТН-066-16.

10.3.2 Реконструкцию или строительство новых СПТ и СВО на действующих объектах НПС следует выполнять, обеспечивая работоспособное состояние существующих СПТ и СВО в автоматическом режиме. Переключение систем допускается по завершению строительно-монтажных и пуско-наладочных работ в соответствии с ОР-13.220.10-КТН-066-16 (раздел 10).

10.3.3 Эксплуатация резервуаров с отключенными СПТ и СВО запрещается.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

Автоматические СПТ и СВО резервуаров должны находиться в работоспособном состоянии весь период проведения зачистки, технического диагностирования, ремонта (реконструкции) резервуаров в автоматическом (дежурном) режиме. При необходимости демонтажа средств обнаружения пожара, допускается перевод СПТ и СВО из автоматического режима в дистанционный/местный режим управления. При этом должны быть обеспечены дополнительные меры пожарной безопасности.

10.3.4 Демонтаж участка трубопроводов СПТ и СВО разрешается выполнять при необходимости демонтажа конструкций резервуаров в местах крепления (ввода) СПТ и СВО. Для обеспечения частичной работоспособности СПТ и СВО необходимо устанавливать заглушки и шунтирующие перемычки на трубопроводах СПТ и СВО для отделения действующих трубопроводов от демонтируемого участка.

Последовательность демонтажа трубопроводов и оборудования СПТ и СВО должна быть предусмотрена в ППР.

10.3.5 На каждый РП специалистами структурного подразделения по зонам обслуживания разрабатывается инструкция по эксплуатации и ТОР СПТ, СВО, обобщается инженером СПБ и утверждается главным инженером филиала ОСТ.

10.3.6 Работы по ТОР оборудования СПТ и СВО проводятся на основании сводного плана-графика проведения ТОР оборудования СПТ (СВО).

План-график формируется из отдельных графиков ТОР оборудования структурного подразделения, разрабатываемых специалистами, ответственными за ТОР оборудования по зонам обслуживания.

Сводный годовой план-график проведения ТОР оборудования СПТ (СВО) составляется специалистом службы (отдела) пожарной безопасности (при отсутствии в штатном расписании специалиста СПБ – лицом, назначенным приказом (распоряжением) по объекту) и утверждается главным инженером (заместителем руководителя) структурного подразделения не позднее 1 декабря года, предшествующего планируемому.

10.3.7 Наряду с плановыми ремонтами оборудования СПТ и СВО могут проводиться неплановые, необходимость которых возникает в результате отказов, ложных срабатываний или неисправностей.

10.3.8 Работы по ТОР оборудования по зонам ответственности записываются в журналы, технические паспорта и формуляры на оборудование и технический паспорт СПТ и СВО.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

10.3.9 ТО оборудования СПТ подразделяется на ежедневное и периодическое.

10.3.10 Перечень параметров технического состояния резервуарного оборудования, подлежащих контролю в ходе ежедневного осмотра, должен быть отражен в инструкции по ТОР СПТ и СВО.

Перечень оборудования СПТ и СВО и параметры его технического состояния, подлежащие контролю в ходе ежедневного осмотра, приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Перечень параметров технического состояния оборудования СПТ и СВО, подлежащих контролю в ходе ежедневного осмотра

№ п/п	Оборудование СПТ и СВО	Параметры, подлежащие контролю
1	2	3
1	Высоконапорные пеногенераторы	Отсутствие наледи (в зимнее время) на воздушных клапанах
2	Коренные задвижки пенопроводов систем пенного пожаротушения	Правильное рабочее положение (открыто). Герметичность – отсутствие подтеков нефти/нефтепродуктов. Наличие смазки штоков задвижек
3	Обратные клапаны СПТ и СВО	Герметичность – отсутствие подтеков нефти/нефтепродуктов
4	Разрывные мембраны	Герметичность – отсутствие подтеков нефти/нефтепродуктов (отсутствие нефти/нефтепродуктов в сливном кране между обратным клапаном и разрывной мембраной)
5	Узлы промывки и испытаний СПТ и СВО	Герметичность – отсутствие подтеков нефти/нефтепродуктов. Положение задвижки (должно быть «Закрыто») Наличие заглушек с болтовым соединением на патрубках узлов промывки СПТ
6	Растворопроводы (при наружной прокладке), участок пенопровода от стенки резервуара до обратного клапана включительно	Состояние теплоизоляционного покрытия – при обходе визуальным осмотром проверяется целостность и отсутствие подтеков раствора пенообразователя
7	Камеры низкократной пены	Отсутствие механических повреждений корпуса, состояние окраски. Отсутствие подтекания раствора
8	Пеногенераторы	Отсутствие механических повреждений корпуса, сетки, состояние окраски. Отсутствие подтекания раствора
9	Дренажи с линии подслоного СПТ в каре резервуара	Закрытое положение дренажных кранов. Наличие заглушек с болтовым соединением на патрубках узлов слива конденсата СПТ

10.3.11 Результаты проведения ежедневного технического осмотра оборудования СПТ и СВО заносятся в журнал результатов обхода объектов НПС (ЛПДС) дежурным

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

персоналом и инженерами структурных подразделений, ответственными за техническое обслуживание и ремонт оборудования СПТ и СВО по зонам ответственности.

10.3.12 Руководитель (главный инженер, заместитель руководителя) структурного подразделения 1 раз в 7 календарных дней проводит внешний осмотр оборудования СПТ и СВО с отметкой в журнале результатов обхода объектов НПС (ЛПДС).

10.3.13 Испытания СПТ и СВО должны проводиться одновременно и не реже 1 раза в год. Испытания подразделяются на следующие виды:

- комплексные;
- приемочные;
- периодические;
- плановые;
- контрольно-проверочные.

Плановые испытания с подачей пены внутрь резервуара проводятся 1 раз в 3 года в одном из РП ОСТ.

По результатам испытаний составляются акты в соответствии с ОР-13.220.10-КТН-066-16.

10.3.14 Денарафинизация пенопроводов системы подслоного пожаротушения резервуаров выполняется в соответствии с требованиями ОР-13.220.10-КТН-066-16.

10.3.15 При проведении технического диагностирования, капитального ремонта (реконструкции) резервуаров установки пенного пожаротушения и водяного охлаждения резервуаров должны находиться в работоспособном состоянии весь период выполнения работ. Демонтаж трубопроводов и оборудования пенного пожаротушения и водяного охлаждения разрешается выполнять при необходимости демонтажа конструкций резервуаров в местах крепления, (ввода) пенопроводов и водопроводов. При этом следует устанавливать заглушки, перемычки на трубопроводах для обеспечения частичной работоспособности установки пожаротушения и охлаждения.

Последовательность демонтажа трубопроводов и оборудования установки пожаротушения и водяного охлаждения необходимо описывать в ППР.

## **10.4 Система защиты резервуаров от коррозии**

10.4.1 Способы защиты от коррозии резервуаров, применяемые для защиты внешней/внутренней поверхности резервуаров, должны соответствовать требованиям СП 28.13330.2012, РД-23.020.00-КТН-184-10, РД-29.240.00-КТН-163-16,

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

РД-91.020.00-КТН-234-10, ОТТ-25.220.01-КТН-097-16, ОТТ-25.220.01-КТН-187-13, и ТПР-25.220.01-КТН-006-17.

10.4.2 Системы АКП, применяемые для антикоррозионной защиты внутренней и наружной поверхностей резервуаров, должны быть внесены в Реестр ОВП в порядке, установленном в ОР-03.120.20-КТН-111-17.

10.4.3 Перед проведением планового или внеочередного технического диагностирования внутреннюю поверхность резервуара для хранения нефти/нефтепродукта очищают от остатков нефти/нефтепродуктов пропаркой или мойкой негорючими растворами ТМС в соответствии с требованиями ОР-23.020.00-КТН-230-14.

10.4.4 Оборудование, изделия и материалы, применяемые при монтаже ЭХЗ, должны соответствовать спецификации ПД на ЭХЗ, нормативным требованиям или техническим условиям и иметь соответствующие сертификаты и технические паспорта.

10.4.5 Средства и установки ЭХЗ должны быть поставлены комплектно в соответствии со спецификацией, указанной в ПД, и сопровождены документами, удостоверяющими соответствие указанных средств и установок их техническим условиям.

10.4.6 При пуске и опробовании средств и установок ЭХЗ следует руководствоваться нормативными документами по защите подземных сооружений от коррозии, а также требованиями ПД на ЭХЗ.

10.4.7 Части установок ЭХЗ, которые размещены под землей, разрешается засыпать грунтом только после того, как они освидетельствованы, проверена их работоспособность, составлены акты на скрытые работы и получено письменное согласие на их засыпку от представителя заказчика и оформлен двусторонний акт на скрытые работы.

10.4.8 Запрещается допуск подрядных организаций для производства работ по ЭХЗ резервуаров, не имеющих свидетельства СРО на данный вид деятельности.

10.4.9 Визуальный и измерительный контроль средств ЭХЗ выполняется в соответствии с нормативными документами ПАО «Транснефть».

## **10.5 Система защиты резервуаров от статического электричества**

10.5.1 Выполнение требований по электростатической искроопасности обеспечивается регламентированием показателей, применением средств защиты от статического электричества в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.124 и правил [7].

10.5.2 Для обеспечения электростатической искробезопасности резервуаров необходимо:

- заземлить все электропроводные узлы и детали резервуаров;

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

- исключить процессы разбрызгивания и распыления нефти/нефтепродукта;
- ограничить скорости истечения нефти/нефтепродукта при заполнении резервуаров и размыве донных отложений допустимыми значениями.

10.5.3 ЗУ для защиты от статического электричества следует объединять с ЗУ для электрооборудования или молниезащиты.

Величина сопротивления ЗУ, предназначенного исключительно для защиты от статического электричества, допускается до 100 Ом.

10.5.4 Железобетонный резервуар считается электростатически заземленным, если сопротивление в любой точке его внутренней и внешней поверхностей относительно контура заземления не превышает  $10^7$  Ом. Измерения этого сопротивления должны проводиться при относительной влажности окружающего воздуха не выше 60 %, причем площадь соприкосновения измерительного электрода с заземляемой поверхностью не должна превышать 20 см<sup>2</sup>; при измерениях электрод должен располагаться в точках поверхности резервуара, наиболее удаленных от точек контакта этой поверхности с заземленными металлическими элементами.

10.5.5 Заземление заглубленного ЖБР должно быть выполнено путем заземления его арматуры.

10.5.6 Технологические трубопроводы и оборудование, расположенные в РП и на резервуарах, должны представлять собой на всем протяжении непрерывную электрическую цепь, которая должна быть присоединена к контуру заземления не менее чем в двух местах.

10.5.7 Плавающая крыша или понтон резервуара должны быть соединены с корпусом резервуара гибкими металлическими перемычками не менее чем в трех точках. При этом число перемычек должно быть не менее двух. Если понтон изготовлен из диэлектрического материала, в ПД должна быть предусмотрена соответствующая защита (заземление).

10.5.8 При применении поплавковых или буйковых уровнемеров их поплавки должны быть изготовлены из электропроводного материала и при любом положении иметь надежный контакт с заземлением.

Применение не электропроводных плавающих устройств и предметов, предназначенных для уменьшения потерь нефти/нефтепродуктов от испарения, допускается только по согласованию со специализированной организацией, занимающейся защитой от статического электричества в данной отрасли.



ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

10.5.9 При начале заполнения порожнего резервуара нефть/нефтепродукт должны подаваться в него со скоростью не более 1 м/с до момента затопления струи в резервуаре без понтона или плавающей крыши и до всплытия понтона или плавающей крыши в резервуарах с понтоном или плавающей крышей.

10.5.10 Во избежание искрообразования ручной отбор проб и/или измерение уровня нефти/нефтепродуктов через замерный люк выполнять не ранее чем через 2 ч после прекращения операции закачки (заполнения) и через 10 мин после прекращения операции откачки (опорожнения).

При этом устройства для проведения измерений должны быть изготовлены из токопроводящих материалов с удельным объемным электрическим сопротивлением меньше  $10^5$  Ом.

10.5.11 На каждое ЗУ должен быть заведен паспорт. В первые 2 года эксплуатации необходимо следить за осадкой грунта над заземляющими устройствами. При осадке грунт нужно досыпать и тщательно утрамбовывать.

10.5.12 Обслуживание устройств защиты от статического электричества должно проводиться согласно графику ТОР.

Измерение электрических сопротивлений ЗУ для защиты от статического электричества должно проводиться не реже 1 раза в год в период наименьшей проводимости грунта (летом – при наибольшем просыхании, зимой – при наибольшем промерзании почвы).

При текущем осмотре и ремонте защитных устройств необходимо проверить надежность электрической связи между токоведущими элементами, выявить подлежащие замене или усилению элементы защитных устройств и определить необходимые мероприятия по защите элементов этих устройств от коррозии.

10.5.13 Результаты испытаний, осмотров и ремонтов защитных устройств должны заноситься в форму паспорта комплексного ЗУ согласно ОР-91.120.40-КТН-020-11 (Г.1). К паспорту должны быть приложены исполнительные схемы системы молниезащиты и защиты от статического электричества и акты о выборочных вскрытиях и осмотрах ЗУ.

10.5.14 Ответственность за исправное состояние КСЗ от прямых ударов молнии, ее вторичных проявлений и от статического электричества возлагается на начальника НПС (ЛПДС).

## 10.6 Молниезащита

10.6.1 Эксплуатация КСЗ должна осуществляться в соответствии с требованиями ОР-91.120.40-КТН-020-11 и РД-91.120.40-КТН-240-16. Молниезащита должна обеспечивать

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

защиту от прямых ударов молнии и защиту от вторичных проявлений молнии объектов и коммуникаций ОСТ.

10.6.2 Устройства молниезащиты должны быть приняты и введены в эксплуатацию до начала заполнения резервуара нефтью/нефтепродуктом.

10.6.3 На резервуарах РВСП и РВСПК для защиты от электростатической индукции необходимо устанавливать не менее трех стальных перемычек между плавающей крышей или понтоном и корпусом резервуара.

10.6.4 Планирование работ по ТО и ремонту элементов КСЗ выполняется совместно с планированием работ по ТО и ремонту основного оборудования, включением в общий график технического обслуживания и ремонта оборудования в соответствии с требованиями РД-29.020.00-КТН-027-17.

10.6.5 В соответствии с приказом по ОСТ, филиалу служба эксплуатации РП несет ответственность за технически исправное состояние:

- конструкционных узлов подключения заземляющих проводников к защищаемым объектам (технологическому оборудованию, трубопроводам и другим заземляемым металлоконструкциям);
- перемычек плавающих крыш, понтонов резервуаров;
- перемычек между трубопроводами и протяженными металлоконструкциями в местах их сближения;
- шунтирующих перемычек на фланцевых соединениях трубопроводов в пределах защитного ограждения резервуара.

10.6.6 В процессе эксплуатации для поддержания работоспособности КСЗ необходимо выполнять следующий перечень работ:

- контроль технического состояния;
- ТО;
- ремонт;
- техническое диагностирование.

10.6.7 Осмотр видимой части всех видов ЗУ и шунтирующих перемычек на РП должен проводиться по утвержденному графику не реже 1 раза в 6 месяцев службами в соответствии с границами ответственности. При осмотре должны оцениваться:

- состояние контактных соединений;
- наличие АКП;
- отсутствие обрывов;

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

- наличие учетных бирок с номерами перемычек.

10.6.8 Периодичность и типовой объем работ по ТО КСЗ приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Периодичность и типовой объем работ по ТО КСЗ

№ п/п	Типовой объем работ	Периодичность
1	2	3
1	Осмотр видимой части ЗУ (молниеприемников, заземляющих проводников, заземлителей), устранение дефектов	12 месяцев (ТО 12)
2	Проверка наличия, технического состояния шунтирующих перемычек и наличия на них соответствующих бирок с номером	
3	Проверка целостности окраски и АКП ЗУ	
4	Проверка наличия обозначения, предупредительных плакатов и надписей	
5	Проверка и, при необходимости, протяжка болтовых контактных соединений, смазка	
6	Проверка состояния крепления молниезащитных тросов	

## 11 Вывод резервуаров из эксплуатации

11.1 Работы по выводу резервуара из эксплуатации, зачистке и подготовке к техническому диагностированию проводятся в соответствии со следующими нормативными документами:

- РД-13.220.00-КТН-148-15;
- РД-19.100.00-КТН-299-09;
- РД-23.020.00-КТН-141-16 (РД-23.020.00-КТН-271-10);
- РД-77.060.00-КТН-234-12;
- ОР-03.100.10-КТН-013-12;
- ОР-03.100.10-КТН-123-14;
- ОР-03.100.30-КТН-150-11;
- ОР-03.100.50-КТН-056-16;
- ОР-23.020.00-КТН-230-14;
- ОР-23.020.00-КТН-278-09;

- нормативными документами ПАО «Транснефть», регламентирующими порядок и безопасность производства работ.

11.2 Резервуары выводятся из эксплуатации в соответствии с утвержденной программой диагностического обследования трубопроводов и объектов НПС (ЛПДС) ПАО «Транснефть», план-графиком ввода в эксплуатацию резервуарных емкостей после технического диагностирования, ремонта (реконструкции) по ПАО «Транснефть» и

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

план-графиком выполнения работ по зачистке резервуаров от донных отложений ПАО «Транснефть», согласованного с ДП ОСТ и департаментом диспетчеризации потоков нефти и нефтепродуктов и при обнаружении недопустимых дефектов.

11.3 Ответственность за организацию и осуществление вывода резервуара из эксплуатации, технического диагностирования и ремонта возлагается на должностное лицо (специалиста), на которого по должностному положению (инструкции) или приказом по филиалу ОСТ возложены данные функции.

11.4 Зачистка резервуара проводится:

- перед проведением полного технического диагностирования;
- перед проведением ремонтных (огневых) работ;
- при демонтаже резервуара;
- при смене марки нефтепродукта;
- при периодическом освобождении от донных отложений.

Резервуары для топлива к реактивным двигателям подлежат зачистке не реже 2 раз в год. Допускается при наличии на линии закачки средств очистки с тонкостью фильтрования не более 40 мкм зачищать резервуары не реже 1 раза в год.

Резервуары для автомобильных бензинов и дизельных топлив подлежат зачистке не реже 1 раза в 2 года.

Работы по зачистке резервуаров проводятся в соответствии с план-графиком выполнения работ по зачистке резервуаров от донных отложений ПАО «Транснефть».

Сроки выполнения работ по зачистке в зависимости от типа резервуара приведены в таблице 12.

Т а б л и ц а 12 – Сроки проведения работ по зачистке резервуаров

№ п/п	Тип резервуара	Срок проведения работ по зачистке резервуара в зависимости от вида продукта, календарный день							
		Автомобильный бензин		Дизельное топливо		Топливо для реактивных двигателей		Нефть (мазут)	
		В летний период (апрель-октябрь)	В зимний период (ноябрь-март)	лето	зима	лето	зима	лето	зима
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	РВС-200	5	7	5	7	-	-	10	15
2	РВС-400	5	7	5	7	-	-	10	15
3	РВС-700	5	7	5	7	-	-	10	15
4	РВСП-700	5	7	5	7	-	-	10	15
5	РВС-1000	8	10	8	10	-	-	10	15
6	РВСП-1000	8	10	8	10	-	-	12	17

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

Окончание таблицы 12

№ п/п	Тип резервуара	Срок проведения работ по зачистке резервуара в зависимости от вида продукта, календарный день							
		Автомобильный бензин		Дизельное топливо		Топливо для реактивных двигателей		Нефть (мазут)	
		В летний период (апрель-октябрь)	В зимний период (ноябрь-март)	лето	зима	лето	зима	лето	зима
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
7	РВС-2000	8	10	8	10	11	13	12	17
8	РВСП-2000	9	11	9	11	12	14	14	19
9	РВС-3000	9	11	9	11	12	14	14	19
10	РВСП-3000	10	12	10	12	13	15	16	21
11	РВС-5000	13	15	10	13	13	15	25	30
12	РВСП-5000	15	17	11	15	15	18	27	32
13	РВС-7500	15	17	11	15	15	18	30	35
14	РВСП-7500	18	20	12	18	20	22	33	38
15	РВС-10000	18	20	12	18	20	22	30	35
16	РВСП-10000	20	22	15	20	22	25	34	39
17	РВС-20000	22	25	15	20	22	27	35	40
18	РВСП-20000	25	27	20	25	25	30	38	43
19	РВС-30000	-	-	25	30	-	-	40	45
20	РВСП-30000	-	-	27	32	-	-	44	49
21	РВСП-50000	-	-	30	35	-	-	45	50
22	РВСПА-50000	-	-	30	35	-	-	45	50
23	РВСПК-50000	-	-	30	35	-	-	45	50

## 12 Техническое диагностирование резервуаров

### 12.1 Техническое диагностирование вертикальных цилиндрических стальных резервуаров

12.1.1 Под техническим диагностированием понимается комплекс работ, включающих подготовку, натурное обследование элементов конструкции, оценку технического состояния и составление технического заключения о возможности дальнейшей эксплуатации резервуара. Целью технического диагностирования является своевременное выявление дефектов, снижающих надежность резервуара.

12.1.2 Техническое диагностирование вертикальных цилиндрических стальных резервуаров включает в себя:

- частичное техническое диагностирование;
- полное техническое диагностирование;
- контроль технического состояния.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

12.1.3 Работы по частичному и полному техническому диагностированию вертикальных цилиндрических стальных резервуаров выполняются в соответствии с требованиями РД-23.020.00-КТН-141-16 (РД-23.020.00-КТН-271-10).

Работы по лазерному сканированию стенки и других конструкций резервуара, а также защитного ограждения выполняются в соответствии с требованиями РД-23.020.00-КТН-141-16 (РД-23.020.00-КТН-271-10), РД-23.020.00-КТН-017-15 и ОР-23.020.00-КТН-065-16.

12.1.4 Работы по контролю технического состояния вертикальных цилиндрических стальных резервуаров в процессе эксплуатации выполняются в соответствии с требованиями ОР-23.020.00-КТН-027-16.

12.1.5 Оценка технического состояния вертикальных цилиндрических стальных резервуаров осуществляется в соответствии с требованиями РД-23.020.00-КТН-296-07.

12.1.6 Периодичность проведения технического диагностирования вертикальных цилиндрических стальных резервуаров приведена в таблице 13.

Таблица 13 – Периодичность проведения технического диагностирования вертикальных цилиндрических стальных резервуаров

№ п/п	Тип резервуара	Срок эксплуатации	Частичное техническое диагностирование	Полное техническое диагностирование
1	2	3	4	5
1	РВС, РВСП, РВСПК рулонной сборки, в том числе с теплоизоляцией	До 20 лет	1 раз в 5 лет после ввода в эксплуатацию, последнего диагностирования или ремонта <sup>1)</sup>	1 раз в 10 лет после ввода в эксплуатацию, последнего ремонта или через 5 лет после частичного технического диагностирования <sup>2)</sup>
2	РВС, РВСП, РВСПК рулонной сборки, в том числе с теплоизоляцией	От 20 лет	1 раз в 4 года после последнего диагностирования или ремонта <sup>1)</sup>	1 раз в 8 лет после последнего ремонта или через 4 года после частичного технического диагностирования <sup>2)</sup>
3	РВС, РВСП, РВСПА полистовой сборки	До 20 лет	1 раз в 10 лет после ввода в эксплуатацию, последнего технического диагностирования или ремонта	1 раз в 20 лет после ввода в эксплуатацию, последнего ремонта или через 10 лет после частичного технического диагностирования

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

Окончание таблицы 13

№ п/п	Тип резервуара	Срок эксплуатации	Частичное техническое диагностирование	Полное техническое диагностирование
1	2	3	4	5
4	РВС, РВСП, РВСПК, РВСПА полистовой сборки	От 20 лет	1 раз в 5 лет после последнего технического диагностирования или ремонта	1 раз в 10 лет после последнего ремонта или через 5 лет после частичного технического диагностирования
5	РВС, РВСП полистовой сборки с теплоизоляцией	До 20 лет	1 раз в 10 лет после ввода в эксплуатацию, последнего диагностирования или ремонта <sup>1)</sup>	1 раз в 20 лет после ввода в эксплуатацию, последнего ремонта или через 10 лет после частичного технического диагностирования <sup>2)</sup>
6	РВС, РВСП полистовой сборки с теплоизоляцией	От 20 лет	1 раз в 5 лет после последнего технического диагностирования или ремонта <sup>1)</sup>	1 раз в 10 лет после последнего ремонта или через 5 лет после частичного технического диагностирования <sup>2)</sup>
<sup>1)</sup> Перечень работ включает в себя работы по частичному техническому диагностированию и дополнительные работы для резервуаров с теплоизоляцией, приведенные в РД-23.020.00-КТН-141-16 (таблица 6.1). <sup>2)</sup> Частичное техническое диагностирование осуществляется с учетом РД-23.020.00-КТН-141-16 (5.1.4.9) после полного демонтажа теплоизоляции.				

12.1.7 Работы по техническому диагностированию вертикальных цилиндрических стальных резервуаров проводятся в соответствии со сводной программой диагностического обследования в сроки, определенные планом-графиком выполнения работ по техническому диагностированию резервуаров. График на очередной планируемый год разрабатывается главным инженером филиала ОСТ, согласовывается отделом эксплуатации, ОГД и ТТО ОСТ и утверждается главным инженером ОСТ с учетом сроков эксплуатации резервуаров, их технического состояния, сроков гарантированной безопасной эксплуатации, установленных по результатам проведенного ранее технического диагностирования.

12.1.8 После проведения полного технического диагностирования при отсутствии необходимости выполнения капитального ремонта перед заполнением нефтью/нефтепродуктом резервуар подлежит внеочередной проверке в соответствии с ГОСТ 8.570.

## 12.2 Техническое диагностирование железобетонных резервуаров

12.2.1 Техническое диагностирование железобетонных резервуаров включает в себя:

- частичное техническое диагностирование;
- полное техническое диагностирование.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

12.2.2 Работы по частичному и полному техническому диагностированию железобетонных резервуаров выполняются в соответствии с требованиями РД 03-420-01, РД-23.020.00-КТН-141-16 (РД-23.020.00-КТН-271-10).

12.2.3 Периодичность проведения технического диагностирования железобетонных резервуаров приведена в таблице 14.

Таблица 14 – Периодичность проведения технического диагностирования железобетонных резервуаров

№ п/п	Тип резервуара	Срок эксплуатации	Частичное техническое диагностирование	Полное техническое диагностирование
1	2	3	4	5
1	ЖБР, ЖБРП	От 20 лет	1 раз в 5 лет после последнего технического диагностирования или ремонта <sup>1)</sup>	1 раз в 10 лет после последнего ремонта или через 5 лет после частичного технического диагностирования
<sup>1)</sup> Частичное техническое диагностирование ЖБР (ЖБРП) проводится силами ОСТ, при необходимости могут быть привлечены экспертные организации.				

12.2.4 Работы по диагностированию железобетонных резервуаров проводятся в соответствии со сводной программой диагностического обследования в сроки, определенные планом-графиком выполнения работ по техническому диагностированию резервуаров. График на очередной планируемый год разрабатывается главным инженером филиала ОСТ, согласовывается отделом эксплуатации, ТТО и ОГД ОСТ и утверждается главным инженером ОСТ с учетом сроков эксплуатации резервуаров, их технического состояния, сроков гарантированной безопасной эксплуатации, установленных по результатам проведенного ранее технического диагностирования.

## 13 Строительство и ремонт резервуаров

### 13.1 Основные положения по строительству и ремонту.

13.1.1 Работы по строительству и ремонту резервуаров проводятся в соответствии со следующими нормативными документами:

- РД-19.020.00-КТН-358-09;
- РД-23.020.00-КТН-283-09;
- РД-23.020.00-КТН-170-13;
- РД-23.020.00-КТН-018-14;
- РД-23.020.01-КТН-207-10;
- РД-25.160.10-КТН-015-15;



ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

- ОР-23.020.00-КТН-278-09;
- нормативными документами ПАО «Транснефть», регламентирующими порядок и безопасность производства работ по строительству и ремонту резервуаров.

13.1.2 Разработка ПД на строительство и ремонт резервуаров выполняется на основании выданного заказчиком задания на проектирование.

13.1.3 ППР на строительство и ремонт резервуаров должен разрабатываться в соответствии с требованиями ОР-91.010.30-КТН-111-12, ТПР-23.020.00-КТН-090-16, ТПР-23.020.00-КТН-091-16, ТПР-23.020.00-КТН-092-16, ТПР-23.020.00-КТН-093-16 и ТПР-23.020.00-КТН-095-16.

13.1.4 Подрядные организации, осуществляющие проектирование и выполняющие работы по ремонту резервуаров, должны соответствовать требованиям РД-03.120.10-КТН-155-11 и ОР-13.100.00-КТН-030-12.

13.1.5 Организации и персонал, выполняющие строительный контроль при ремонте резервуара, должны соблюдать требования ОР-91.200.00-КТН-108-16, ОР-91.040.00-КТН-109-16 и ОР-91.200.00-КТН-113-16.

13.1.6 Организации и специалисты, выполняющие авторский надзор на объектах ремонта резервуаров, должны соблюдать требования ОР-91.010.30-КТН-035-14.

13.1.7 Ремонт резервуара после проведения оценки технического состояния по результатам полного технического диагностирования выполняется с целью восстановления его показателей, установленных ПД, по полезной емкости и обеспечения его гарантированной безопасной эксплуатации на период до следующего ремонта.

13.1.8 Ремонт резервуарных металлоконструкций выполняется одним из следующих методов:

- ремонт поверхностных локальных повреждений металла методом заварки (наплавки) и/или шлифовки;
- ремонт методом частичной или полной замены элементов металлоконструкций;
- обеспечение устойчивости стенки установкой понтона, колец жесткости, центральной опорной стойки;
- обеспечение положения резервуара, установленного ПД, путем его подъема.

13.1.9 При разработке ПД на строительство резервуаров высота стенки строящегося резервуара не должна превышать высоту существующих резервуаров, находящихся в одной технологической группе. Для применения резервуаров с иной высотой стенки требуется согласование с ПАО «Транснефть».

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

13.1.10 В ПД на ремонт должна быть разработана технология ремонта с обоснованием принятых технических решений и генеральный план НПС (ЛПДС), на котором должны быть нанесены все временные сооружения, проезды для техники, коммуникации, линии подвода электроэнергии, телемеханики, канализации и водопровода, площадки укрупненной сборки металлоконструкций, стоянки с указанием порядка перемещения строительной техники, места установки средств пожаротушения и предупредительных знаков.

При выполнении работ в РП, связанных с нарушением целостности защитного ограждения группы резервуаров, необходимо в ПД предусмотреть технические мероприятия, исключающие выход нефти/нефтепродукта за пределы защитного ограждения при аварии на действующем резервуаре, находящемся в одной группе с ремонтируемым.

13.1.11 Запрещается выполнять работы по ремонту резервуара при закрытых люках и патрубках до установки дыхательного и вентиляционного оборудования, приведенного в рабочее состояние.

13.1.12 Оборудование и материалы, используемые при проведении строительно-монтажных работ, должны соответствовать требованиям РД-23.020.00-КТН-283-09 (при ремонте резервуара) и РД-23.020.00-КТН-018-14 (при строительстве резервуара).

13.1.13 Планирование строительства и ремонт, а также формирование календарного графика выполнения строительно-монтажных работ необходимо выполнять с учетом сезонного характера отдельных видов работ.

Работы по устройству оснований и фундаментов резервуаров, проведение гидравлических испытаний, нанесение АКП на внутреннюю и наружную поверхность металлоконструкций резервуаров необходимо предусматривать в наиболее благоприятное время года.

## **13.2 Требования к расчету напряженно-деформированного состояния стенки резервуара**

13.2.1 При выполнении ПД и рабочую документацию на ремонт резервуаров расчеты НДС конструкций выполняются в соответствии с РД-23.020.00-КТН-283-09.

13.2.2 При выполнении ПД на ремонт резервуара должен быть выполнен расчет НДС стенки резервуара при ремонте методом подъема резервуара и замены металлоконструкций стенки, а также при выполнении монтажного проема с целью определения конструкции и расположения временных усиливающих элементов, монтажных

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

приспособлений, передающих нагрузку на домкраты и обеспечивающих отсутствие дополнительных деформаций стенки резервуара. Также по результатам расчета НДС определяются зоны местных неровностей и угловатостей, подлежащие замене – область стенки, в которой первые главные фибровые напряжения и/или радиальные перемещения отличаются от соответствующих напряжений и/или перемещений в бездефектном участке более чем на 10 %, но не менее размеров местных неровностей и угловатостей.

13.2.3 Результаты расчета включаются в расчетную часть ПД и состоят из:

- результатов расчета НДС стенки резервуара при проведении ремонта;
- схемы расположения и размеры зон местных неровностей и угловатостей;
- рекомендаций по усилению стенки резервуара при проведении ремонтных работ;
- схемы с размерами и расположением временных усиливающих элементов;
- результатов расчета монтажных приспособлений, передающих нагрузку на домкраты.

### **13.3 Контроль качества ремонта конструкций и фундаментов резервуаров**

13.3.1 Для обеспечения качества выполнения ремонтно-строительных работ необходимо осуществлять строительный контроль в соответствии с требованиями ОР-91.200.00-КТН-113-16, ОР-91.200.00-КТН-108-16 и ОР-91.040.00-КТН-109-16.

13.3.2 Контроль качества сварных соединений должен осуществляться в соответствии с требованиями нормативных документов ПАО «Транснефть».

13.3.3 Контроль геометрических параметров конструкций резервуара осуществляется согласно ОР-91.200.00-КТН-113-16, РД-23.020.00-КТН-141-16 (РД-23.020.00-КТН-271-10), в том числе:

- после окончания ремонтных работ (до и после проведения гидравлических испытаний) должен выполняться контроль вертикальности измерительной трубы, отклонения от вертикали на всем протяжении измерительной трубы не должны превышать 0,3°;
- после окончания ремонтных работ (до гидравлических испытаний) проводят контроль горизонтальности фланцев, используемых для установки уровнемера, отклонение от горизонтали не должно превышать 2°;
- после окончания ремонтных работ (до и после проведения гидравлических испытаний) проводят проверку чистоты внутренней поверхности измерительной трубы, контрольную проверку спектра распределения частотного сигнала, установленного в

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

соответствии с ТД радарного уровнемера с составлением акта и приложением спектрограммы, с включением указанных документов в состав исполнительной документации.

Акты, оформленные по результатам измерений, включают в исполнительную документацию.

13.3.4 Гидравлические испытания вертикальных цилиндрических стальных резервуаров проводятся согласно РД-23.020.00-КТН-283-09 и РД-23.020.00-КТН-170-13.

13.3.5 Испытание системы водоспуска проводится после монтажа металлоконструкций резервуара, плавающей крыши и системы дренажа. Испытание системы водоспуска на герметичность производится в четыре этапа:

- внутренним избыточным давлением воздуха – 0,3 МПа;
- внутренним разряжением – 0,006 МПа;
- внутренним избыточным давлением жидкости – 0,35 МПа;
- наружным давлением жидкости при гидравлическом испытании резервуара.

Система водоспуска считается выдержавшей испытание:

- при отсутствии падения давления внутри системы, контролируемого по манометру и отсутствии пузырьков воздуха при обмыливании соединений, при испытании избыточным внутренним давлением воздуха;
- при отсутствии падения разряжения, контролируемого по вакуумметру при испытании внутренним разряжением;
- если не произошло разрывов, видимых деформаций, падения давления по манометру, а в основном металле, сварных швах, разъёмных соединениях не обнаружено течи и запотевания при испытании избыточным внутренним давлением жидкости;
- если в системе водоспуска отсутствует жидкость при гидравлическом испытании резервуара. Контроль проводится периодическим открытием задвижки на выпускном патрубке водоспуска после прохождения плавающей крыши каждого пояса резервуара при подъеме и опускании.

13.3.6 Операционный контроль качества ремонта фундаментов выполняется в соответствии с РД-23.020.00-КТН-283-09 (том 2, 4.1, ТК Ф1 – ТК Ф9), а приемочный – в соответствии с РД-23.020.00-КТН-027-10.

13.3.7 Приемка резервуаров в эксплуатацию после капитального ремонта осуществляется в соответствии с требованиями ОР-23.020.00-КТН-278-09.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

## **14 Требования по охране труда, охране окружающей среды, пожарной безопасности при эксплуатации резервуаров и резервуарных парков**

### **14.1 Требования по охране труда**

14.1.1 Требования по охране труда при эксплуатации резервуаров и РП определяются действующими законодательными актами Российской Федерации, Федеральными нормами и правилами [8], решениями и указаниями органов государственного надзора, министерств и ведомств.

14.1.2 Ответственность за соблюдение требований охраны труда, промышленной безопасности, а также за организацию и осуществление производственного контроля несут руководитель эксплуатирующей организации и лица, на которых возложены такие обязанности в соответствии с должностными инструкциями и организационно-распорядительными документами.

14.1.3 К работам по эксплуатации резервуаров допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие в установленном порядке обучение на курсах целевого назначения, инструктаж, не имеющие медицинских противопоказаний при работе на опасных производственных объектах обучение (подготовку) по специальности, проверку знаний требований охраны труда в комиссии предприятия и имеющие удостоверение о проверке знаний установленного образца.

14.1.4 При эксплуатации резервуаров и РП возможно наличие следующих опасных и вредных производственных факторов:

- образование взрывоопасной среды;
- повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;
- повышенный уровень статического электричества;
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли/пола;
- повышенная или пониженная подвижность воздуха;
- недостаточная освещенность на рабочем месте;
- воздействие на организм человека электрического тока;
- повышенная или пониженная влажность воздуха.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

14.1.5 Требования безопасности при выполнении технологических операций в резервуарах и РП

14.1.5.1 Обслуживающий персонал РП должен знать схемы его коммуникаций, чтобы при эксплуатации, авариях, пожарах в нормативные сроки безошибочно выполнять необходимые переключения. Схемы должны находиться на рабочих местах в службах в соответствии с ОР-75.180.00-КТН-039-08.

Каждый резервуар должен иметь номер, соответствующий технологической схеме, нанесенный на стенке РВС, а для ЖБР он должен быть нанесен на стенке камеры (колодца) управления задвижками или трафарете, установленном на кровле резервуара.

14.1.5.2 Открывать и закрывать задвижки в РП следует плавно, без применения рычагов. Запорные устройства, установленные на технологических трубопроводах нефти/нефтепродуктов и воды должны иметь указатель состояния («Открыто» и «Закрыто»).

14.1.5.3 При переключениях действующий резервуар необходимо отключать только после открытия задвижек включаемого резервуара, убедившись в поступлении нефти/нефтепродукта.

Одновременные операции с задвижками во время перекачки нефти/нефтепродуктов, связанные с отключением действующего и включением нового резервуара, запрещаются.

14.1.5.4 При переливе нефти/нефтепродуктов из резервуара необходимо немедленно подключить другой незаполненный резервуар, а разлитую нефть/нефтепродукт откачать в незаполненные резервуары. Резервуар, где произошел перелив, должен быть выключен из работы. Подключить его можно только после устранения загазованности, уборки загрязненного грунта, проведения расследования причин перелива и устранения его последствий. Загрязненный грунт следует собрать и увезти с территории РП в специально отведенное место.

14.1.5.5 При закачке нефти/нефтепродукта в резервуары в безветренную погоду при температуре окружающего воздуха выше 20 °С необходимо осуществлять контроль загазованности РП. При достижении предельно допустимой концентрации должны приниматься меры по изменению режима работы резервуаров.

14.1.6 Контроль воздушной среды на объектах РП должен осуществляться в соответствии с требованиями ОР-13.040.00-КТН-006-12.

Для проведения контроля воздушной среды должны использоваться приборы:

- имеющие сертификат соответствия нормам взрывозащищенности;
- поверенные аккредитованными в установленном порядке в области обеспечения

единства измерений юридическими лицами.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

Для проведения контроля воздушной среды должны использоваться газоанализаторы, предназначенные для определения концентраций веществ в воздухе рабочей зоны в массовых (мг/м<sup>3</sup>) или объемных величинах (% от объема).

Во время проведения работ при использовании сигнализаторов горючих газов, срабатывающих при пороговых значениях загазованности, применение переносных приборов контроля воздушной среды для занесения значений в наряды-допуски, обязательно.

В РП с наземными резервуарами объемом до 10 000 м<sup>3</sup> воздушная среда контролируется в каре у защитного ограждения (обвалования) наполняемых резервуаров с подветренной стороны, для резервуаров объемом 10 000 м<sup>3</sup> и более в – каре на расстоянии 6 м от стенки наполняемых резервуаров с подветренной стороны и на расстоянии 1 м от узла задвижек ПРП (устройств) на уровне дыхания в каре наполняемых резервуаров.

Наполняемыми следует считать резервуары, работающие в технологическом процессе транспортировки нефти/нефтепродуктов по схемам:

- «через резервуар» – в режиме наполнения;
- «с подключенным резервуаром» – задвижки на приемном патрубке (устройстве) открыты.

В РП с ЖБР воздушная среда контролируется на высоте от 0,10 до 0,15 м над перекрытием на расстоянии 1 м с наружной стороны стенки наполняемых резервуаров с подветренной стороны.

В РП с сероводородсодержащей нефтью воздушная среда контролируется, кроме того, на расстоянии 5 м от наружной стороны защитного ограждения (обвалования) наполняемых резервуаров с подветренной стороны.

Контроль воздушной среды в РП проводится с периодичностью не реже 1 раза в сутки.

14.1.7 Санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (температура, влажность, подвижность воздуха рабочей зоны, предельно допустимое содержание вредных веществ, методы контроля) должны соответствовать ГОСТ 12.1.005.

Нефть/нефтепродукт, находящиеся в резервуарах и РП, по токсичности относятся к III классу опасности вредного вещества.

Нефть с содержанием сероводорода в зависимости от его концентрации относится ко II или III классу опасности вредного вещества.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

14.1.8 Для входа на территорию РП по обе стороны защитного ограждения (обвалования) или ограждающей стены следует установить лестницы-переходы с перилами:

- для отдельно стоящего резервуара – не менее двух;
- для группы резервуаров – не менее четырех.

Переходить через защитное ограждение (обвалования) в других местах запрещается.

Лестницы, площадки обслуживания, переходные мостики, ограждения, перила, настилы площадок и ступеней лестниц должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.044, ГОСТ 23120, РД-23.020.00-КТН-018-14 и РД-13.110.00-КТН-260-14.

14.1.9 Если на территории РП трубопроводы возвышаются более чем на 0,5 м от уровня земли, то в местах перехода через них должны быть установлены переходные мостики с перилами.

14.1.10 Для освещения РП следует применять прожекторы, установленные на мачтах, расположенных за пределами внешнего защитного ограждения (обвалования) и оборудованных площадками и лестницами для обслуживания.

Для местного освещения следует применять аккумуляторные фонари напряжением не более 12 В во взрывобезопасном исполнении, включение и выключение которых должно проводиться вне защитного ограждения (обвалования).

Согласно требованиям ПУЭ минимальная освещенность на территории РП должна быть:

- для РП в целом – не менее 5 лк;
- в местах измерений уровня нефти/нефтепродуктов в резервуаре и управления задвижками в РП – 10 лк;
- на лестницах и обслуживающих площадках – 10 лк;
- в местах установки контрольно-измерительных приборов (комбинированное освещение с переносными светильниками) – 30 лк;
- на вспомогательных проездах – 5 лк;
- на главных проездах – 10 лк.

14.1.11 Нахождение обслуживающего персонала на крыше резервуара во время закачки/откачки резервуара запрещается.

14.1.12 Должен быть установлен постоянный контроль за исправностью лестниц, ограждающих конструкций на кровле и крыши резервуаров. Запрещается загромождать лестницу и крышу резервуара посторонними предметами и снятыми деталями оборудования.



ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

14.1.13 При эксплуатации резервуара и резервуарного оборудования, измерении уровня и отборе проб обслуживающий персонал должен иметь одежду и обувь, изготовленные из материалов, не накапливающих статическое электричество, из огнестойких тканей, в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.124. Обувь не должна иметь металлических накладок и гвоздей.

Для переноса спецприспособлений для измерения и учета количества нефти/нефтепродуктов работники должны применять специализированные рюкзаки, выполненные согласно ОТТ-17.020.00-КТН-068-16. Рюкзак комплектуется чехлом для приборов, контейнером (каркасом) со съемным чехлом и дополнительным съемным накладками (для удобства пользования чехлом).

14.1.14 При отборе проб согласно ГОСТ 13196 [6] переносными пробоотборниками и измерении уровня нефти/нефтепродуктов, при дренировании подтоварной воды, открытии замерных и других люков обслуживающий персонал должен находиться с наветренной стороны (стоять спиной к ветру, а если это невозможно, боком к ветру). При работе с открытыми световыми и монтажными люками последние должны быть закрыты предохранительными решетками. При необходимости находясь с подветренной стороны персонал должен пользоваться фильтрующими противогазами. Запрещается без надетого противогаза заглядывать в открытый люк или низко наклоняться к его горловине во избежание отравления выделяющимися вредными парами и газами.

14.1.15 При необходимости ручного измерения уровня и температуры, а также при отборе проб нефти/нефтепродуктов переносными средствами во избежание искрообразования необходимо:

- использовать специальную одежду из тканей, не накапливающих заряды статического электричества и обувь с подошвой, не дающей искрообразование;
- применять пробоотборники и рулетки с лотом из материалов, не дающих искр при ударе. Перед отбором проб пробоотборник и рулетка должны быть заземлены;
- отбор проб и/или измерение уровня проводить не ранее, чем через 2 ч после прекращения операции закачки (заполнения) и через 10 мин после прекращения операции откачки (опорожнения);
- использовать инструмент и различные приспособления, исключая искрообразование при ударе;
- обтирать ленту рулетки хлопчатобумажной ветошью.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

14.1.16 Крышка замерного люка после измерения уровня и отбора пробы нефти/нефтепродуктов должна быть плотно закрыта. Под крышкой замерного люка должна быть проложена медная, свинцовая или резиновая прокладка во избежание искрообразования и обеспечения герметичности. Закрытие крышки должно выполняться осторожно, без падений и ударов ее о горловину люка.

14.1.17 Запрещается проводить измерения уровня нефти/нефтепродуктов и отбор проб вручную, а также осмотр резервуарного оборудования во время грозы, скорости ветра более 12,5 м/с.

При тумане, обледенении, отбор проб, измерение уровня ручным способом на резервуаре допускается проводить только при применении дополнительных мер безопасности (дополнительного освещения, песка для устранения скольжения и других необходимых мер, которые предусматриваются в инструкции по охране труда для операторов при работе на резервуарах).

14.1.18 Требования безопасности при подготовительных и ремонтных работах

14.1.18.1 На резервуаре, на котором проводятся операции по приему и откачке нефти/нефтепродуктов, запрещается ведение газоопасных, огневых и ремонтных работ.

14.1.18.2 К работам по зачистке и дегазации резервуара допускаются лица не моложе 21 года, прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие медицинских противопоказаний к выполнению данного вида работ, обучение (подготовку) по специальности, проверку знаний требований охраны труда в комиссии предприятия и имеющие удостоверение о проверке знаний установленного образца. Работы должны выполняться только бригадой в составе не менее трех человек.

14.1.18.3 Работы по подготовке и проведению нефтяной и механизированной (гидравлической) мойки резервуаров должны выполняться специализированной бригадой под руководством специалиста из числа инженерно-технических работников НПС (ЛПДС), прошедшего противопожарный инструктаж и сдавшего зачет по знанию данной инструкции.

14.1.18.4 Работы по зачистке и ремонту резервуаров и резервуарного оборудования проводятся только в дневное время. Запрещается проводить работы по зачистке во время грозы.

14.1.18.5 Контроль воздушной среды проводится при проведении работ по дегазации резервуара, зачистке и ремонте. Для каждого отдельного вида работ оформляется наряд-допуск, разрабатывается и утверждается схема контроля воздушной среды при проведении работ.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

Зачистка внутренней поверхности резервуаров от отложений проводится в соответствии с РД 153-39ТН-012-96 и ОР-23.020.00-КТН-230-14.

При применении при зачистке резервуара технологий с флегматизацией газового пространства при размыве донных отложений необходимо обеспечивать концентрацию кислорода в газовой среде не более 8 %.

При дегазации резервуара анализ воздушной среды проводится:

- для контроля процесса дегазации и определения времени его окончания;
- для предотвращения распространения паровоздушной смеси на прилегающую территорию.

Для контроля процесса дегазации резервуара в период естественной вентиляции или принудительного вентилирования подачей воздуха во внутреннюю полость резервуара вентилятором, контроль воздушной среды проводится в газоотводных трубах, установленных на световых люках крыши РВС, РВСП. В боковой стенке газоотводной трубы должно быть технологическое отверстие с заглушкой для измерения концентрации паров углеводородов.

Контроль процесса дегазации РВСПК проводится с кольцевой площадки резервуара с применением удлинительной воздухозаборной трубки не менее чем в двух точках контроля, находящихся на расстоянии 0,5 м от стенки резервуара на уровне верхнего пояса.

Контроль процесса дегазации РВСПА проводится в газоотводной трубе, установленной на световом люке, и с кольцевой площадки резервуара с применением удлинительной воздухозаборной трубки не менее чем в двух точках, находящихся внутри резервуара на уровне верхнего пояса.

При концентрации паров углеводородов в резервуаре более с проводится естественная вентиляция резервуара через газоотводные трубы, установленные на световые люки крыши резервуара.

Периодичность контроля концентрации паров углеводородов при естественной вентиляции – не реже 1 раза в 2 ч.

После вскрытия люк-лазов на втором (третьем) поясе РВСП, РВСПА, РВСПК (первом поясе РВС) при естественной вентиляции, контроль процесса дегазации резервуаров в дальнейшем осуществляется не менее чем в двух точках контроля, расположенных на расстоянии 0,5 м от внутренней стенки резервуара на уровне второго (третьего) пояса (0,5 м от внутренней стенки резервуара первого пояса РВС), через люк-лазы с применением удлинительной воздухозаборной трубки.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

Отбор проб проводится работником в промышленном фильтрующем противогазе без захода в резервуар (для резервуаров хранения сероводородсодержащей нефти – промышленные фильтрующие противогазы с дополнительной коробкой для сероводорода).

При достижении концентрации паров углеводородов в РВСПК в точках контроля, расположенных на расстоянии 0,5 м от внутренней стенки резервуара на уровне второго (третьего) пояса, значения ниже ПДВК и вскрытия люк-лазов (смотровых люков) плавающей крыши резервуара, контроль воздушной среды проводится не менее чем в двух точках на расстоянии 1,5 м от верхней деки плавающей крыши через люк-лазы (смотровые люки) с применением удлинительной воздухозаборной трубки.

Контроль воздушной среды внутри резервуара после естественной вентиляции проводится через люк-лаз первого пояса не менее чем в двух точках, расположенных на расстоянии 0,5 м от внутренней стенки резервуара и на высоте 0,1 м от донных отложений.

Отбор проб проводится работником с применением удлинительной воздухозаборной трубки в промышленном фильтрующем противогазе без захода в резервуар (для резервуаров хранения сероводородсодержащей нефти – промышленные фильтрующие противогазы с дополнительной коробкой для сероводорода).

Периодичность контроля концентрации паров углеводородов при принудительной вентиляции резервуаров – не реже 1 раза в 1 ч.

Контроль воздушной среды осуществляется в течение всего времени проведения процесса дегазации, пока концентрация паров углеводородов не установится ниже ПДВК.

При проведении дегазации резервуара методом пропарки, контроль воздушной среды проводится только после прекращения подачи пара и остывания металлоконструкций резервуара и воздушной среды внутри резервуара до температуры, не превышающей 30 °С.

На весь период дегазации резервуара необходимо не реже чем через 1 ч контролировать состояние воздушной среды на прилегающей территории – в каре РВС, РВСП, РВСПК, РВСПА, по периметру крыши ЖБР, вокруг защитного ограждения (обвалования) на расстоянии 5 м от резервуаров с подветренной стороны у установленных в каре резервуаров вентиляторов.

Результаты контроля воздушной среды на прилегающей территории указываются в таблице анализов воздушной среды в наряде-допуске.

Схемы мест отбора проб воздушной среды при дегазации резервуаров – в соответствии с требованиями ОР-23.020.00-КТН-230-14.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

Контроль воздушной среды после дегазации внутри РВС проводится через люк-лазы не менее чем в двух точках, расположенных на расстоянии 0,5 м от стенки резервуара и на высоте 0,1 м от донных отложений.

Контроль воздушной среды после дегазации внутри РВСП, РВСПК, РВСПА проводится через люк-лазы не менее чем в двух точках, расположенных на расстоянии 0,5 м от стенки и на высоте 0,1 м от донных отложений под понтоном (плавающей крышей) и на высоте 0,1 м над понтоном (плавающей крышей).

Контроль воздушной среды после дегазации внутри ЖБР, проводится не менее чем в двух точках на высоте 0,1 м от донных отложений способом опускания прибора.

При дегазации резервуара для хранения сероводородсодержащей нефти проводится контроль воздушной среды на содержание сероводорода.

14.1.18.6 При проведении работ по зачистке резервуара контроль воздушной среды проводится внутри и снаружи резервуара.

В период проведения работ по зачистке резервуара контроль воздушной среды внутри резервуара проводится в газоотводных трубах и через люк-лазы не менее чем в двух точках, расположенных в противоположных местах на расстоянии 0,5 м от стенки и на высоте 0,1 м от донных отложений и для РВСП, РВСПК, РВСПА на расстоянии 0,5 м от стенки и на высоте 0,1 м от донных отложений под понтоном (плавающей крышей) и на высоте 0,1 м над понтоном (плавающей крышей).

Периодичность контроля воздушной среды должна составлять не реже 1 раза в 30 мин. Концентрация паров углеводородов должна быть не более ПДВК.

Перед проведением газоопасных работ внутри резервуара дополнительно обязательно выполняется контроль воздушной среды на содержание кислорода (недостаточное содержание кислорода – объемная доля ниже 20 %).

При зачистке резервуара для хранения сероводородсодержащей нефти проводится контроль воздушной среды на содержание сероводорода.

Схемы мест отбора проб воздушной среды при зачистке резервуаров – в соответствии с требованиями ОР-23.020.00-КТН-230-14.

Контроль воздушной среды снаружи резервуара при зачистке проводится в каре РП, РВС (РВСП, РВСПК, РВСПА), по периметру крыши ЖБР, у люк-лазов, в местах установки насосного оборудования, задействованного при зачистке резервуара. Схема мест отбора – согласно ОР-23.020.00-КТН-230-14.

Периодичность контроля воздушной среды должна составлять не реже 1 раза в 1 ч.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

14.1.18.7 Для проверки качества выполненных работ по зачистке резервуара и определения готовности резервуара к сварочно-монтажным работам, контроль воздушной среды внутри резервуара проводится:

- у крайки резервуара (в месте соединения стенки с днищем) по всей длине окружности с шагом не более 10 м (для РВСП, РВСПК под понтоном (плавающей крышей) и над понтоном (плавающей крышей));
- в трубопроводах системы пожаротушения;
- в соплах стационарной размывающей системы (для железобетонных резервуаров);
- внутри каждого ПРП (устройства);
- в трубопроводе аварийного сброса;
- в направляющих стойках понтона или плавающей крыши;
- внутри каждого короба понтона или плавающей крыши.

При контроле качества зачистки резервуара для хранения сероводородсодержащей нефти проводится контроль воздушной среды на содержание сероводорода.

Результаты контроля воздушной среды оформляются актом контроля качества очистки от донных отложений резервуара.

14.1.18.8 Для приведения резервуара в безопасное состояние перед проведением ремонтных работ с помощью дегазации необходимо обеспечить содержание паров нефти/нефтепродуктов:

- не более предельно допустимой концентрации паров нефти/нефтепродукта при выполнении любых видов работ, связанных с пребыванием персонала внутри резервуара без защитных средств;
- не более ПДВК паров нефти/нефтепродукта при выполнении любых видов работ с доступом персонала в защитных средствах дыхания внутрь резервуара.

14.1.18.9 ТО и очистку резервуаров с плавающей крышей следует проводить после установки крыши на опорные стойки.

14.1.18.10 К работам внутри резервуаров разрешается приступать, если концентрация газов не превышает предельно допустимых концентраций вредных веществ в воздухе рабочей зоны, а температура не превышает допустимые санитарные нормы. Минимально допустимая концентрация кислорода, при которой возможно проведение работ в фильтрующем противогазе составляет 20 %; объемная доля токсичных паров нефти/нефтепродуктов – не более 0,5 %, при меньшей концентрации кислорода или большей

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

концентрации токсичных паров нефти/нефтепродуктов работы необходимо проводить только в шланговом противогазе.

При обнаружении в воздухе паров углеводородов в концентрациях, близких к ПДВК, при проведении огневых и газоопасных работ необходимо:

- выйти из опасной зоны;
- сообщить о создавшейся аварийной ситуации ответственному за проведение работ, исполнителям работ, ответственному за организацию и безопасное производство работ.

Работы могут быть возобновлены только после принятия мер по установлению источника поступления паров углеводородов и снижению концентрации до значений, не превышающих допустимые.

14.1.18.11 В процессе выполнения работ внутри резервуара (монтаж моечного оборудования, ручная очистка, огневые и ремонтные работы и т. п.) необходимо проводить принудительную вентиляцию газового пространства резервуара.

14.1.18.12 Для ориентировки обслуживающего персонала при зачистке резервуара должен быть установлен флюгер, указывающий направление ветра. Запрещается проводить вскрытие и дегазацию резервуара (принудительную и естественную) при скорости ветра менее 1 м/с.

14.1.18.13 Инструменты, применяемые для удаления осадков (совки, скребки, ведра и др.), должны быть изготовлены из материалов, не образующих искру при ударе о стальные предметы и конструкции. Для очистки резервуаров следует применять щетки из неискрящих материалов и деревянные лопаты.

14.1.18.14 Перед началом огневых работ должны быть установлены границы опасной зоны. Радиус опасной зоны определяется ППР.

14.1.18.15 Электросварочные работы должны выполняться в соответствии с ГОСТ 12.3.003. Одновременное производство электросварочных и газопламенных работ внутри резервуара не допускается.

14.1.18.16 Производство электросварочных работ во время дождя или снегопада при отсутствии навесов над электросварочным оборудованием и рабочим местом электросварщика не допускается.

14.1.18.17 Требования безопасности при газовой сварке и резке с применением кислородных, ацетиленовых баллонов и генераторов следует выполнять в соответствии с правилами [9].

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

14.1.18.18 К работам на высоте относятся работы, при которых:

а) существуют риски, связанные с возможным падением работника с высоты 1,8 м и более, в том числе:

- 1) при осуществлении работником подъема на высоту более 5 м или спуска с высоты более 5 м по лестнице, угол наклона которой к горизонтальной поверхности составляет более 75°;
- 2) при проведении работ на площадках на расстоянии ближе 2 м от не огражденных перепадов по высоте более 1,8 м, а также, если высота ограждения этих площадок менее 1,1 м;

б) существуют риски, связанные с возможным падением работника с высоты менее 1,8 м, если работа проводится над машинами или механизмами, поверхностью жидкости или сыпучих мелкодисперсных материалов, выступающими предметами.

14.1.18.19 Работы на высоте выполняются с учетом требований правил [10].

14.1.18.20 К СИЗ от падения с высоты работников, относятся системы обеспечения безопасности на высоте, в том числе: предохранительные пояса по ГОСТ 32489 и канаты страховочные по ГОСТ 12.4.107.

Работодатель обеспечивает регулярную проверку исправности систем обеспечения безопасности на высоте в соответствии с указаниями в их эксплуатационной документации, а также своевременную замену элементов, компонентов или подсистем с понизившимися защитными свойствами. Динамические и статические испытания СИЗ от падения с высоты с повышенной нагрузкой в эксплуатирующих организациях не проводятся согласно правилам [10].

Работники без СИЗ или с неисправными СИЗ к работе на высоте не допускаются.

14.1.18.21 Для выполнения работ на высоте необходимо предусмотреть наличие исправных оградительных средств по ГОСТ 12.4.059 и защитных приспособлений по ГОСТ 26887, ГОСТ 27321, ГОСТ 27372.

14.1.18.22 Работники, выполняющие работы на высоте, должны пользоваться касками по ГОСТ 12.4.087 с застегнутым подбородочным ремнем.

14.1.18.23 Приставные лестницы по конструкции должны соответствовать требованиям ГОСТ 26887 и быть оборудованы несколькими опорами. Для спуска рабочих в ЖБР, работы внутри него и подъема из него должны применяться переносные лестницы, изготовленные из искробезопасного материала.



ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

При работе с приставной лестницы на высоте более 1,8 м должны применять страховочную систему, прикрепляемую к конструкции сооружения или к лестнице (при условии закрепления лестницы к строительной или другой конструкции).

14.1.18.24 При выполнении работ на высоте необходимо пользоваться ящиками и сумками для инструмента и крепежных изделий, спускать и поднимать все необходимые для работы предметы с помощью хлопчатобумажной веревки.

Для безопасной доставки с резервуара проб нефти/нефтепродуктов в лабораторию следует переносить их в специальных тканевых сумках, надеваемых через плечо. Для подъема тяжелых деталей должны применять соответствующие грузоподъемные средства, в соответствии с правилами [11].

14.1.18.25 Перед допуском людей в резервуар ответственные за проведение подготовительных и ремонтных работ должны лично убедиться в надежности отключения трубопроводов, проверить наличие заглушек и соблюдение всех мер безопасности. По окончании ремонтных работ перед закрытием люков резервуара ответственный должен убедиться, что в резервуаре не остались люди, убраны инструменты и материалы.

14.1.18.26 Запрещается отогревать огнем арматуру, трубопроводы в РП при замерзании. Для этой цели может быть применен водяной пар или горячая вода.

14.1.18.27 Работы по очистке и промывке внутренних стен резервуара должны выполняться рабочими в шланговых или изолирующих противогазах, специальной одежде и обуви без стальных накладок и гвоздей. Поверх специальной одежды исполнителя работ должен быть надет предохранительный пояс с крестообразными ляжками и прикрепленной к ним сигнально-спасательной веревкой, свободный конец которой должен выходить через ближайший нижний пояс резервуара и находиться в руках у страхующего.

14.1.18.28 У люка резервуара должны находиться не менее двух страхующих работников, готовых при необходимости оказать помощь работающим в резервуаре. Для ЖБР на каждого работающего в резервуаре должно быть два страхующих работника. Они также должны быть в специальной одежде и обуви, и иметь при себе СИЗ органов дыхания (шланговые противогазы) в положении «наготове».

14.1.18.29 При применении шлангового противогаза рабочие, находящиеся снаружи резервуара, должны следить за тем, чтобы приемный шланг не имел изгибов и располагался в зоне чистого воздуха. Для этого конец шланга необходимо закрепить на заранее выбранном месте.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

14.1.18.30 Продолжительность пребывания в шланговом противогазе не должна превышать 15 мин, а последующий отдых на чистом воздухе должен быть не менее 15 мин.

14.1.18.31 При очистке и ремонте резервуара ответственным за проведение подготовительных и ремонтных работ перед применением СИЗ органов дыхания необходимо проверить маски, шланги и соединения. При обнаружении трещин, незначительных неплотностей в соединениях использовать их запрещается.

14.1.18.32 При работе внутри резервуара двух человек и более воздухозаборные шланги и спасательные веревки должны находиться в диаметрально противоположных люках. При этом необходимо исключить взаимное перекрещивание и перегибание шлангов.

14.1.18.33 Недалеко от очищаемого резервуара следует держать питьевую воду в плотно закрытом сосуде и аптечку.

14.1.18.34 Рабочие, выполняющие работы внутри резервуаров, должны периодически, но не реже 1 раза в год, проходить медицинский осмотр.

14.1.18.35 Для защиты глаз от пыли, брызг, едких веществ, отлетающих частиц, твердых частиц при ремонте работающие должны пользоваться защитными очками в соответствии с ГОСТ 12.4.253.

При производстве электрогазосварочных работ должны применяться соответствующие защитные маски и очки со светофильтром.

14.1.18.36 При нанесении на внутреннюю поверхность резервуара полимерных клеевых композиций или аналогичных им необходимо поверх специальной одежды и обуви надевать дополнительно легкий защитный комбинезон и резиновые галоши.

14.1.18.37 Специальная одежда, обувь и другие средства индивидуальной защиты выдаются работникам в соответствии с утвержденными отраслевыми нормами выдачи. Указанные нормы являются обязательными и могут быть дополнены по решению ОСТ в части увеличения количественно-качественного ассортимента и уменьшения сроков службы.

14.1.18.38 Контроль за правильностью хранения, выдачи, ухода и пользования СИЗ возлагается на отдел охраны труда ОСТ, филиалов и специалистов по охране труда структурных подразделений.

14.1.19 Требования безопасности при работе с нефтью с высоким содержанием сероводорода

14.1.19.1 При входе внутрь защитного ограждения (обвалования) резервуара, содержащего нефти с высоким содержанием сероводорода (от  $20 \cdot 10^{-6}$  мг/кг), необходимо надевать фильтрующий противогаз марок «В» и «КД». Вход и работа на территории РП

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

проводятся в присутствии наблюдателя (дублера). У входа в РП должны быть установлены предупреждающие знаки.

14.1.19.2 Ручной отбор пробы и измерение уровня нефти, содержащей сероводород, спуск подтоварной воды, открытие замерных и других люков в резервуаре необходимо проводить в присутствии наблюдающего (дублера).

14.1.19.3 Для предупреждения самовоспламенения пирофорных отложений необходимо периодически очищать внутреннюю поверхность резервуаров от продуктов коррозии.

Во время очистки внутреннюю поверхность резервуара необходимо непрерывно орошать (смачивать) водой.

14.1.19.4 Грязь, пирофорные отложения и другие отложения, извлеченные при очистке резервуара от нефти/нефтепродуктов, необходимо постоянно поддерживать во влажном состоянии до момента удаления их с территории РП.

14.1.20 Требования безопасности в экстремальных условиях

14.1.20.1 К экстремальным условиям относятся явления, сопровождаемые предельными значениями температуры наружного воздуха и скорости ветра, разрядами атмосферного электричества, ливнями и т. д., при которых следует приостанавливать работы на открытом воздухе или внутри резервуара.

14.1.20.2 Руководство ОСТ устанавливает порядок обслуживания резервуаров и РП при предельных значениях (и значениях выше) температуры наружного воздуха, скорости ветра для данного климатического района в соответствии с трудовым кодексом РФ [12].

14.1.20.3 Не допускается выполнение работ на высоте:

а) в открытых местах при скорости воздушного потока (ветра) 12,5 м/с и более в соответствии с РД-13.110.00-КТН-260-14;

б) при грозе или тумане, исключаяющем видимость в пределах фронта работ, а также при гололеде с обледенелых конструкций и при нарастании стенки гололеда на проводах, оборудовании, инженерных конструкциях (в том числе опорах линий электропередачи), деревьях;

в) при монтаже (демонтаже) конструкций с большой парусностью при скорости ветра 10 м/с и более.

14.1.20.4 Во время грозы приближаться к молниеотводам и резервуарам ближе чем на 4 м запрещается.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

14.1.20.5 При возникновении аварий или аварийных утечек нефти/нефтепродуктов эксплуатационный персонал соответствующих НПС (ЛПДС), нефтебаз, насосных станций, ПСП, терминалов (причальных комплексов) и структурных подразделений ОСТ должен действовать в соответствии с планом мероприятий по локализации и ликвидации аварий и планом по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов.

При возникновении в РП аварии, место аварии должно быть обозначено сигнальными лентами, плакатами, аншлагами.

На подъездах и подходах к месту проведения аварийных работ должны быть выставлены посты охраны, контролирующие допуск людей и техники. Запрещается проход людей и проезд техники, не задействованных в ликвидации аварии.

Аварийную технику (сварочные агрегаты, электростанции в соответствии с РД-13.100.00-КТН-151-13), используемую при работах, необходимо располагать с наветренной стороны по отношению к месту производства работ не ближе 30 м.

Обслуживающий персонал РП должен знать схемы коммуникаций, быть обучен действиям в условиях повреждений, аварий.

При возникновении пожара необходимо приступить к ликвидации пожара в соответствии с планом тушения пожаров в РП. После тушения пожара необходимо приступить к работам в соответствии с планом мероприятий по локализации и ликвидации аварий и планом по предупреждению и ликвидации разливов нефти/нефтепродуктов.

14.1.20.6 Действия по ликвидации пожара в РП регламентируются планом тушения пожара.

## 14.2 Требования к охране окружающей среды

14.2.1 Эксплуатация резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз должна осуществляться в соответствии с требованиями, установленными законодательством в области охраны окружающей среды.

14.2.2 При эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз должны предусматриваться эффективные меры по очистке и обезвреживанию отходов производства, рекультивации нарушенных и загрязненных земель, снижению негативного воздействия на окружающую среду, а также по возмещению вреда окружающей среде, причиненного в процессе эксплуатации указанных объектов.

14.2.3 Охрана окружающей среды при эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз состоит:

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

- в соблюдении действующих стандартов, норм и правил в области охраны окружающей среды;
- в контроле степени загрязнения атмосферы, воды и почвы нефтью/нефтепродуктом;
- в контроле за нормативным обращением с образующимися отходами;
- в своевременной ликвидации последствий загрязнения окружающей среды;
- в осуществлении мероприятий по сокращению загрязнения окружающей среды.

14.2.4 Работы по охране окружающей среды при эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз должны проводиться в рамках единой для всей страны системы правовых, нормативных и методических документов с учетом региональной специфики.

14.2.5 В соответствии с Федеральным законом [13] объекты, оказывающие негативное воздействие на окружающую среду, вносят плату за негативное воздействие на окружающую среду. Внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду не освобождает природопользователей от выполнения мероприятий по охране окружающей среды и рациональному использованию природных ресурсов, а также от возмещения в полном объеме вреда, причиненного окружающей среде, здоровью и имуществу граждан, народному хозяйству в соответствии с действующим законодательством.

#### 14.2.6 Охрана атмосферного воздуха

14.2.6.1 К числу основных загрязняющих веществ, выбрасываемых из резервуаров в атмосферу, относятся летучие органические соединения.

14.2.6.2 Согласно Федеральным законам [13], [14] выбросы загрязняющих веществ в атмосферу допускаются в соответствии с разрешениями на выброс, выдаваемых органами исполнительной власти, осуществляющими государственное управление в области охраны окружающей среды, на основании утвержденных нормативов допустимых выбросов и лимитов на выбросы.

14.2.6.3 Нормативы выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух для резервуаров с нефтью и нефтепродуктами устанавливаются в составе проекта нормативов предельно допустимых выбросов для НПС (ЛПДС) магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и проекта нормативов предельно допустимых выбросов для нефтебаз.

14.2.6.4 При разработке нормативов предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу следует руководствоваться:

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

- Федеральными законами [13], [14];
- ГОСТ 17.2.3.02;
- нормами [15], [16];
- методическим пособием [17];
- методическими указаниями [18];
- ОНД-86 [19];
- рекомендациями [20];
- ОР-13.040.99-КТН-162-15;
- ОР-13.020.00-КТН-181-16.

14.2.6.5 Если к моменту разработки нормативов предельно допустимых выбросов на НПС (ЛПДС) по причинам объективного характера не может быть обеспечено достижение норм предельно допустимых выбросов, то по согласованию с территориальными органами федерального органа исполнительной власти в области охраны окружающей среды допускается установление временно согласованных выбросов временный лимит выброса вредного (загрязняющего) вещества в атмосферный воздух, который устанавливается для действующих стационарных источников выбросов с учетом качества атмосферного воздуха и социально-экономических условий развития соответствующей территории в целях поэтапного достижения установленного предельно допустимого выброса.

14.2.6.6 После установления нормативов предельно допустимых выбросов (временно согласованных выбросов) загрязняющих веществ в атмосферу на НПС (ЛПДС) должен быть организован контроль за их соблюдением. Периодичность контроля выбросов углеводородов из резервуаров определяется на основании расчетов рассеивания, приведенных в проекте нормативов предельно допустимых выбросов (временно согласованных выбросов) согласно рекомендациям [20]. Контроль должен осуществляться либо силами ОСТ, либо специализированными организациями на договорной основе.

14.2.6.7 Для разработки тома нормативов предельно допустимых выбросов с целью получения разрешения на выброс загрязняющих веществ в Федеральной службе по надзору в сфере природопользования с периодичностью 1 раз в 5 лет или при изменении технологического процесса проводится инвентаризация источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

14.2.6.8 Для снижения уровня загрязнения атмосферы выбросами углеводородов необходимо осуществлять мероприятия по снижению потерь от испарения нефти и нефтепродуктов из резервуаров:

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

- окраску резервуаров АКП светлых тонов;
- герметизацию оборудования резервуаров;
- водяное охлаждение;
- установку понтона, плавающих крыш – снижение потерь от 70 % до 98 %;
- сорбционные методы;
- адсорбцию (установку рекуперации паров) – снижение потерь до 99,5 %.

#### 14.2.7 Охрана водных объектов

14.2.7.1 Производственно-дождевые сточные воды НПС (ЛПДС) и нефтебаз перед сбросом их в водный объект должны быть очищены. Необходимая степень очистки должна быть обоснована с учетом места сброса сточных вод и установленного норматива предельно допустимого сброса загрязняющего вещества.

14.2.7.2 При разработке нормативов допустимых сбросов загрязняющих веществ необходимо учитывать нормативы допустимой антропогенной нагрузки на окружающую среду, нормативы качества окружающей среды, а также технологические нормативы.

14.2.7.3 При невозможности соблюдения нормативов допустимых сбросов веществ могут устанавливаться лимиты на сбросы на основе разрешений, действующих только в период проведения мероприятий по охране окружающей среды, внедрения наилучших существующих технологий и (или) реализации других природоохранных объектов с учетом поэтапного достижения установленных нормативов допустимых сбросов веществ.

14.2.7.4 Установление лимитов на сбросы допускается только при наличии планов снижения сбросов, согласованных с органами исполнительной власти, осуществляющими государственное управление в области охраны окружающей среды.

14.2.7.5 Сбросы химических и других веществ в водный объект в пределах установленных нормативов допустимых сбросов веществ, лимитов сброса допускаются на основании разрешений, выданных органами исполнительной власти, осуществляющими государственное управление в области охраны окружающей среды.

14.2.7.6 Сброс загрязняющих веществ в водные объекты, находящиеся в федеральной собственности, собственности субъектов Российской Федерации, собственности муниципальных образований осуществляется на основании решений о предоставлении водных объектов в пользование для сброса сточных вод.

#### 14.2.8 Охрана почвы

14.2.8.1 Источниками загрязнения почвы нефтью/нефтепродуктами на НПС (ЛПДС) магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебазах являются неплотности

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

запорной арматуры, фланцевых и муфтовых соединений, сварных стыков, утечки вследствие коррозионных повреждений резервуаров, продукты зачистки резервуаров и т. д.

14.2.8.2 Для предотвращения загрязнения почвы при разливах, отборе проб нефти/нефтепродуктов из резервуаров и ремонтах необходимо устраивать закрытые дренажи в заглубленные резервуары с автоматической откачкой нефти/нефтепродуктов.

Должен осуществляться постоянный надзор за герметичностью технологического оборудования, сальниковых устройств, фланцевых соединений, съемных деталей, люков и т. п.

14.2.8.3 Во избежание переливов нефти/нефтепродуктов следует применять предохранительные устройства, автоматически прекращающие подачу нефти/нефтепродукта по достижении заданного уровня.

#### 14.2.9 Обращение с отходами

14.2.9.1 Твердые отходы (продукты коррозии, механические примеси, нефтешламы), образующиеся при зачистке резервуаров, должны быть утилизированы, обезврежены на специальных установках в целях снижения негативного воздействия отходов на здоровье человека и окружающую среду или размещены в специально оборудованных сооружениях, предназначенных для размещения отходов (полигон, шламохранилище, в том числе шламовый амбар, хвостохранилище и другое). Запрещается размещение отходов на объектах, не внесенных в государственный реестр объектов размещения отходов.

Обращение с нефтешламами, образовавшимися при эксплуатации резервуаров, осуществляется в соответствии с РД-13.020.00-КТН-128-16.

14.2.9.2 В соответствии с Федеральным законом [21] деятельность по сбору, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов I – IV классов опасности, образующихся в процессе работы НПС (ЛПДС), подлежит лицензированию в соответствии с Федеральным законом [22].

14.2.9.3 Согласно Федеральному закону [21] отходы, образующиеся в процессе работы НПС, должны быть отнесены к конкретному классу опасности. Подтверждение отнесения отходов I – V классов опасности к конкретному классу опасности осуществляется уполномоченным Правительством Российской Федерации федеральным органом исполнительной власти. Для отходов, включенных в федеральный классификационный каталог отходов, подтверждения отнесения к конкретному классу опасности отходов не требуется. На основании данных о составе отходов, оценки степени их негативного воздействия на окружающую среду составляется паспорт отходов I – IV классов опасности.



ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

Порядок паспортизации отходов и типовые формы паспортов отходов устанавливаются уполномоченным Правительством Российской Федерации федеральным органом исполнительной власти. Определение данных о составе и свойствах отходов, включаемых в паспорт отходов, должно осуществляться с соблюдением требований, установленных Федеральным законом [21], а также требований к средствам измерений и измерениям, установленных Федеральным законом [23].

14.2.9.4 На объектах ПАО «Транснефть», подлежащих федеральному государственному экологическому надзору, разрабатывают проекты нормативов образования отходов и лимитов на их размещение в соответствии с методическими указаниями по их разработке, утверждаемыми уполномоченным Правительством Российской Федерации федеральным органом исполнительной власти.

14.2.9.5 Отходы, образующиеся в процессе деятельности НПС (ЛПДС), утилизированные, обезвреженные, размещенные в специально оборудованных сооружениях, подлежат учету в соответствии с порядком [24]. Материалы учета используются при проведении инвентаризации отходов, подготовке проектов нормативов образования и обращения с отходами, технических отчетов о неизменности производственного процесса, используемого сырья и об образующихся отходах, отчетности об образовании, использовании, обезвреживании и размещении отходов; расчетах платы за негативное воздействие на окружающую среду (в части размещения отходов). Учет в области обращения с отходами ведется отдельно по филиалу (при их наличии) и по юридическому лицу в целом.

Данные учета в области обращения с отходами ведутся в электронном виде. При отсутствии технической возможности ведения в электронном виде данные учета в области обращения с отходами оформляются в письменном виде.

Данные учета обобщаются по итогам квартала и года. Материалы учета хранятся в течение 5 лет.

14.2.9.6 При разработке проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение следует руководствоваться Федеральными законами [14], [21], федеральным классификационным каталогом отходов [25] и методическими указаниями [26].

14.2.9.7 В целях подтверждения соблюдения утвержденных нормативов образования и обращения с отходами, образовавшимися на объектах ПАО «Транснефть», ежегодно составляется и представляется в уведомительном порядке в соответствующие

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

территориальные органы Федеральной службы по надзору в сфере природопользования  
технический отчет по обращению с отходами.

14.2.9.8 В составе проекта нормативов предельного образования и обращения с отходами для НПС (ЛПДС) должно быть учтено количество твердых отходов, образующихся при очистке стенки и днища резервуара.

### **14.3 Требования к пожарной безопасности**

14.3.1 Пожарная безопасность резервуаров и РП в соответствии с требованиями РД-13.100.00-КТН-183-13, РД-13.220.00-КТН-148-15 и ГОСТ 12.1.004 должна обеспечиваться за счет:

- предотвращения разлива и растекания нефти/нефтепродуктов;
- предотвращения образования на территории РП горючей паровоздушной среды и предотвращения образования в горючей среде источников зажигания;
- противоаварийной защиты, способной предотвратить аварийный выход нефти/нефтепродуктов из резервуаров, оборудования, трубопроводов;
- организационных мероприятий по подготовке персонала, обслуживающего РП, к предупреждению, локализации и ликвидации аварий, аварийных утечек, а также пожаров и загораний.

14.3.2 При эксплуатации резервуаров и РП должны выполняться требования, установленные правилами [9], СП 155.13130.2014 и РД-13.220.00-КТН-148-15.

14.3.3 Ответственность за обеспечение пожарной безопасности резервуаров и РП несут первый руководитель эксплуатирующей организации и лица, на которых возложена ответственность за пожарную безопасность на рабочих местах в соответствии с должностной инструкцией.

14.3.4 РП и отдельно стоящие резервуары должны оснащаться СПТ, в том числе автоматическими, и СВО согласно СП 155.13130.2014 и РД-13.220.00-КТН-142-15.

14.3.5 Системы пожаротушения, сигнализации, связи и первичные средства пожаротушения должны быть в исправном состоянии и постоянной готовности к действиям.

14.3.6 Для обеспечения пожарной безопасности создается пожарная охрана численностью и оснащением пожарной техникой в соответствии с РД-13.220.00-КТН-018-12.

14.3.7 Для каждого РП в составе НПС (ЛПДС), должна быть разработана инструкция о мерах пожарной безопасности в соответствии с РД-13.220.00-КТН-148-15.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

14.3.8 РП и отдельно стоящие резервуары должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения в соответствии с требованиями правил [9] и РД-13.220.00-КТН-148-15.

14.3.9 Перед въездом на территорию РП (НПС, ЛПДС) на видном месте должна устанавливаться схема организации движения автотранспортной техники на объекте с указанием основных зданий и сооружений (с помощью условных обозначений), проездов для пожарной техники и водоисточников.

На территории РП должны быть установлены знаки пожарной безопасности для обозначения места расположения пожарного инвентаря, оборудования, гидрантов, колодцев и т. д., подходов к нему, а также для обозначения запретов на действия, нарушающие пожарную безопасность.

Состояние оборудования резервуаров необходимо систематически проверять в соответствии с инструкциями по эксплуатации.

14.3.10 Электротехническое оборудование и их элементы, располагаемые во взрывоопасной зоне резервуара, должны быть взрывозащищенного исполнения согласно ГОСТ 12.2.020, ГОСТ 22782.0 и ПУЭ.

Электрическую часть средств измерения уровня и отбора проб не допускается устанавливать внутри резервуара.

14.3.11 Пожарная безопасность территории РП должна соответствовать требованиям РД-13.220.00-КТН-148-15, СНиП 2.11.03-93 и СП 155.13130.2014.

14.3.12 Подготовительные работы к ремонту и ремонтные работы должны вестись с соблюдением требований РД-23.040.00-КТН-073-15 и РД-13.220.00-КТН-148-15.

14.3.13 Огневые работы на территории РП и в резервуарах следует выполнять в соответствии с требованиями правил [27], Федеральных норм и правил [28], правил [9], РД-13.220.00-КТН-148-15 и ОР-03.100.30-КТН-150-11.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

## **Приложение А** (рекомендуемое)

### **Комплекс технических мероприятий по подготовке и проведению испытаний вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов**

А.1 При подготовке вертикального цилиндрического стального резервуара к испытанию проверяются:

- наличие документации, предусмотренной руководством [29] (приложение 15);
- геометрическая форма и размеры на соответствие ПД.

Выполняется нивелирование днища РВС с построением плана днища с целью определения соответствия уклона днища значению, установленному ПД, и выявления деформируемых участков (хлопунов и вмятин). Отклонения от нормативных требований не должны превышать величин, приведенных в ГОСТ 31385, РД-23.020.00-КТН-018-14 и РД-23.020.00-КТН-170-13.

А.2 Перед испытаниями резервуара с плавающей крышей или понтоном при положении крыши (понтон) на опорных стойках или кронштейнах проводят дополнительно следующие измерения:

- а) фактического зазора между верхней кромкой наружного кольцевого листа плавающей крыши (понтон) и стенкой резервуара;
- б) отклонений от вертикали направляющих стоек плавающей крыши или понтон;
- в) отклонений от вертикали наружного кольцевого листа плавающей крыши (понтон);
- г) отклонений от горизонтали верхней кромки наружного кольцевого листа плавающей крыши (понтон).

Отклонения от нормативных требований, выявленные в результате измерений, не должны превышать допустимых величин, приведенных в ГОСТ 31385, РД-23.020.00-КТН-018-14 и РД-23.020.00-КТН-170-13.

А.3 Испытания проводятся для окончательной проверки прочности и деформации конструкций фундамента (основания), прочности и плотности корпуса и днища резервуара и их возможных деформаций, а также с целью консолидации (уплотнения) грунтов естественного и искусственного оснований в период производства испытательных работ.

А.4 Для обеспечения аварийного слива воды во время испытания, при образовании течи в днище или стенке резервуара, узел оперативного переключения задвижек системы

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

трубопроводов для заполнения и опорожнения резервуара водой следует располагать за пределами защитного ограждения (обвалования).

А.5 Подготовка резервуара к испытаниям завершается комиссионной проверкой его внутреннего пространства, закрытием люков и составлением акта готовности резервуара к гидравлическим испытаниям.

А.6 Испытания резервуара проводятся наливом воды. При проведении испытаний резервуаров типа РВСП с конической крышей следует предусмотреть перевод опорных стоек понтона в эксплуатационное положение для контрольной проверки положения верха опорных стоек относительно элементов опорного кольца и крыши резервуара.

А.7 Испытания резервуаров без понтона, со стальным понтоном и плавающей крышей проводят до выполнения работ по антикоррозионной защите.

Испытания резервуаров с алюминиевым понтоном проводят после выполнения работ по антикоррозионной защите внутренней поверхности кровли и верхнего пояса резервуара.

Допускается до проведения испытаний резервуара с понтоном выполнить работы по антикоррозионной защите наружной поверхности крыши резервуара и расположенных на крыше: площадок, люков, патрубков и других металлоконструкций.

А.8 Испытания следует проводить при температуре окружающего воздуха не ниже 5 °С (без подогрева и утепления) наливом воды до уровня, указанного в ПД, и выдержкой под нагрузкой:

- для резервуаров объемом до 10 000 м<sup>3</sup> – 24 ч;
- для резервуаров объемом от 10 000 до 20 000 м<sup>3</sup> включительно – 48 ч;
- для резервуаров объемом свыше 20 000 м<sup>3</sup> – 72 ч.

При выдержке под нагрузкой люки и патрубки на крыше резервуара должны быть открыты на все время проведения испытаний на прочность резервуара.

А.9 Испытания резервуаров на прочность и устойчивость проводят в соответствии с требованиями ГОСТ 31385, РД-23.020.00-КТН-018-14, РД-23.020.00-КТН-170-13 и программой испытаний, являющейся составной частью ППР.

А.10 Резервуары типа РВС дополнительно испытываются на внутреннее избыточное давление и вакуум в соответствии с требованиями РД-23.020.00-КТН-170-13.

А.11 По мере заполнения резервуара водой необходимо наблюдать за состоянием конструкций резервуара, соблюдая меры безопасности, определенные программой испытаний.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

А.12 При обнаружении течи из-под края днища или появления мокрых пятен на поверхности отстойки испытание необходимо прекратить, слить воду, установить и устранить причину течи.

Если в процессе испытания будут обнаружены течи, сквозные дефекты или трещины в стенке резервуара (независимо от величины дефекта), испытание должно быть прекращено и вода слита:

- при обнаружении дефекта в поясе 1 – полностью;
- при обнаружении дефекта в поясах 2 – 6 – на один пояс ниже расположения дефекта;
- при обнаружении дефекта в поясе 7 и выше – до пояса 5.

Эти участки после устранения дефектов подлежат контролю физическими методами, после чего испытания должны быть продолжены.

А.13 Испытания резервуара с плавающей крышей или понтоном проводят после монтажа уплотняющих затворов по периметру плавающей крыши (понтон) и вокруг направляющих. При испытании тщательно проверяют движение и положение плавающей крыши и лестницы катучей, состояние и герметичность системы водоспуска, герметичность коробов и отсеков между коробами, плотность прилегания и плавность скольжения уплотняющих затворов, а также измеряют глубину погружения плавающей крыши (понтон) через замерный люк или в четырех диаметрально противоположных точках через кольцевой зазор. Для этого отжимают затвор и измеряют расстояние от поверхности воды до верхней кромки наружного кольцевого листа плавающей крыши (понтон). Погружение плавающей крыши (понтон) должно быть равно значению, установленному ПД, с отклонением не более чем на 10 %. Допускается проводить испытания с установленными уплотняющими затворами для регулировки их положения с учетом фактической геометрии стенки резервуара.

А.14 При опорожнении резервуара после испытания измеряют зазоры между верхней кромкой наружной стенки коробов плавающей крыши (понтон) и стенкой резервуара, между направляющими трубами и патрубками в крыше понтон. После проведения испытаний не допускается приварка к резервуару каких-либо деталей или конструкций.

А.15 Испытания системы водоспуска плавающей крыши проводятся воздухом и водой.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

При нижнем положении плавающей крыши (перед заполнением резервуара водой) проводятся испытания на герметичность и плотность избыточным давлением воздуха равным 0,3 МПа, после чего выполняются испытания на герметичность разрежением (вакуумом) равным 0,006 МПа.

Испытание водоспуска водой проводится путем заполнения трубопроводов и создания в них избыточного давления равного 0,35 МПа. При этом шарниры и клапан водоприемника или замещающего его устройство должны быть герметичны.

При заполнении резервуара водой трубопроводы водоспуска испытываются в процессе испытания корпуса резервуара. Для этого задвижка на выходе системы водоспуска должна периодически открываться. Отсутствие воды в задвижке свидетельствует о герметичности системы водоспуска.

А.16 Приемку резервуаров в эксплуатацию проводят после испытания резервуаров на прочность и герметичность с полностью установленным на нем оборудованием, внешнего осмотра и проверки соответствия резервуара представленной документации и требованиям ПД.

А.17 Для обеспечения безопасной эксплуатации резервуаров выполнять соответствующий геодезический контроль за осадкой оснований и фундаментов и деформацией отдельных конструктивных элементов резервуаров в процессе гидравлического испытания, до и после него.

А.18 Геодезический контроль за деформацией оснований и фундаментов в процессе гидравлического испытания выполняет генподрядная организация с участием представителя заказчика или эксплуатирующей организации.

А.19 Геодезическому контролю подлежат:

- окрайка днища;
- фундаментное кольцо в точках, прилегающих к контролируемым точкам окрайки днища;
- днище резервуара после его опорожнения;
- фундаменты опорных конструкций запорной арматуры приемо-раздаточных технологических трубопроводов;
- фундаменты опорных стоек системы компенсации нагрузок от приемо-раздаточного патрубка на стенку резервуара;
- фундамент шахтной лестницы;
- трубопроводы системы пожаротушения (кроме вертикальных участков).

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

А.20 Измерения отклонений образующих от вертикали, измерения отклонений наружного контура днища для определения осадки основания (фундамента), измерения отклонений плавающей крыши и отклонений отметок поверхности кольцевого фундамента резервуара проводятся в соответствии с требованиями РД-23.020.00-КТН-170-13 и РД-23.020.00-КТН-283-09.

А.21 Резервуар считается выдержавшим испытание, если:

- в течение всего времени испытаний не появляются течи на поверхности стенки, в уторном шве, по краям днища и на плавающей крыше (понтоне);
  - уровень воды не снижается;
  - понтон (плавающая крыша) плавно движется, а превышение его глубины погружения – не более 10 % от проектного значения;
- отклонения формы и размеров фундамента и основания резервуара не превышают предельных значений, приведенных в РД-23.020.00-КТН-170-13 и РД-23.020.00-КТН-283-09;
- осадка днища резервуара по окрайке при незаполненном и заполненном резервуаре не превысит допустимых пределов, указанных в ГОСТ 31385, РД-23.020.00-КТН-018-14 и РД-23.020.00-КТН-170-13;
- отклонения геометрических параметров стенки (после слива воды), днища, крыши, понтона, плавающей крыши не превышают соответствующих предельных значений, приведенных в РД-23.020.00-КТН-170-13 и РД-23.020.00-КТН-283-09.

**Примечание** -- Увеличение погружения плавающей крыши в воду при испытании свидетельствует о том, что масса крыши больше значения, установленного ПД, или сила трения между затвором и стенкой резервуара или между направляющей и патрубком чрезмерно велика, что может быть вызвано неправильной формой стенки резервуара или самой плавающей крыши, неправильным монтажом направляющих и затвора.

А.22 Результаты испытания оформляются актом.



ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

## **Приложение Б** (рекомендуемое)

### **Комплекс технических мероприятий по подготовке и проведению испытаний железобетонных резервуаров для нефти и нефтепродуктов**

Б.1 Проверка прочности конструкции, равномерности осадки, а также степени проницаемости стенок и днища железобетонного резервуара проводится путем залива его водой при температуре окружающего воздуха 5 °С и выше.

Б.2 Испытания проводятся после окончания всех строительно-монтажных работ, кроме оклеечной изоляции и обсыпки, выполняемых после испытания.

Б.3 После внешнего и внутреннего визуального контроля резервуара составляется акт о готовности резервуара к испытаниям, который подписывается представителями заказчика и генподрядчика (строительно-монтажной организацией).

Б.4 До начала испытания на резервуаре необходимо смонтировать временную систему слива воды, состоящую из трубопровода и центробежного насоса.

Б.5 Перед испытаниями на крыше резервуара должны быть установлены отметки следующих точек для ведения контроля за осадкой резервуара в процессе наполнения его водой:

- в центре;
- над колоннами;
- по краю крыши над стенкой на расстоянии между точками от 12 до 15 м.

Б.6 Перед заполнением необходимо провести осмотр всех конструкций снаружи и изнутри резервуара.

Б.7 При испытаниях задвижки на приемо-раздаточных трубопроводах резервуара и люка должны быть плотно закрыты. Во избежание разрушения конструкции ЖБР при изменении уровня воды при испытаниях замерные люка должны быть постоянно открыты.

Б.8 Резервуар следует заполнять водой в два этапа. На первом этапе для проверки прочности и плотности днища резервуар заполнить водой на высоту 1 м и выдержать под нагрузкой в течение трех суток. На втором этапе для проверки прочности резервуара в целом и определения степени проницаемости стенок и днища резервуар залить водой до отметки, установленной ПД. Продолжительность заполнения резервуара не должна превышать 5 суток.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

Б.9 Оценку проницаемости корпуса и днища вести по величине потерь воды, рассчитываемой по изменению уровня воды в резервуаре в процессе испытания. Измерение уровня при определении потерь воды проводить с помощью поплавков не менее чем в двух точках зеркала воды.

Б.10 В процессе заполнения и испытаний резервуара необходимо контролировать осадку резервуара по точкам крыши, для которых ранее было проведено нивелирование с периодичностью от 8 до 12 ч. При этом разность осадок не должна превышать следующих величин:

- в цилиндрических резервуарах между центром и точками крыши над стеной –  $0,0006 \cdot R$ , но не более 25 мм, (где  $R$  – радиус цилиндрического резервуара, мм);
- между смежными колоннами –  $0,0008 \cdot L$ , но не более 5 мм, (где  $L$  – расстояние между смежными колоннами, мм).

Б.11 Если разность осадок превышает указанные, необходимо прервать испытания и начать аварийный слив воды. Аварийный слив необходимо произвести и при появлении следующих дефектов, грозящих затоплением котлована:

- трещин в стеновых панелях, стыках стеновых панелей или крыше резервуара;
- течей в корпусе резервуара и шве сопряжения днища со стенкой;
- интенсивного выхода воды у основания резервуара.

Б.12 Дефекты в виде трещин ликвидируют путем вырубки части бетона и заделки дефектного места инъектированием с применением расширяющих цементов (в опалубке).

Б.13 Резервуар (вновь строящийся) считается выдержавшим испытание, если потеря воды на каждый  $1 \text{ м}^2$  его смоченной поверхности за третьи сутки после заполнения до отметки, установленной ПД, не превышает  $3 \text{ дм}^3$ , за шестые сутки –  $1,5 \text{ дм}^3$ , за девятые сутки –  $1 \text{ дм}^3$ , за пятнадцатые сутки –  $0,7 \text{ дм}^3$ .

Б.14 Резервуар (после ремонта) считается выдержавшим испытание, если потеря воды на каждый  $1 \text{ м}^2$  его смоченной поверхности за третьи сутки после заполнения до отметки, установленной ПД, не превышает  $3 \text{ дм}^3$ . При проведении гидравлических испытаний не должно быть течи в контрольном колодце дренажной канализации.

Б.15 На наружных поверхностях залитого резервуара водой допускается только потемнение отдельных мест. Резервуар считается не выдержавшим испытание при наличии струйных утечек и подтеков воды на стене, даже если количественно потери воды не превышают норму.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

Б.16 Испытание крыши на газонепроницаемость проводится после завершения следующих операций:

- гидравлического испытания резервуара;
- монтажа технологического оборудования и люков на кровле резервуара с использованием герметичных прокладок;
- заполнения резервуара водой до отметки, установленной ПД;
- заполнения крыши (у резервуаров с водяным экраном) водой до отметки, установленной ПД, не менее чем за сутки до начала испытаний, при этом не должно быть видимых течей через крышу.

Б.17 При оснащении резервуара дыхательными клапанами типа КДС – 1000, 1500, 3000 для создания герметичности «пригружается» тарелка давления.

Б.18 Испытание крыши резервуара на газонепроницаемость проводится путем создания с помощью компрессора или вентилятора избыточного давления до 1765 Па (180 мм вод. ст.).

Б.19 Давление в резервуаре измеряют U-образным жидкостным манометром, подсоединяемым к установленному на крышке светового люка штуцеру с запорным устройством.

Б.20 После закачки воздуха в газовое пространство резервуара до давления 1765 Па (180 мм вод. ст.) проверяют герметичность сварных и фланцевых соединений оборудования и люков, расположенных на крыше.

Б.21 Крыша резервуара считается герметичной, если в течение 1 ч давление в газовом пространстве понизится не более чем на 50 % от первоначального.

Б.22 Если потери воды и давления превышают нормы, то необходимо обнаружить и устранить вызывающие их дефекты, и повторно испытать резервуар.

Б.23 По результатам испытаний резервуара составляются акты.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

## Приложение В

(обязательное)

### Форма паспорта на вертикальный цилиндрический стальной резервуар

#### В.1 Форма титульного листа

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер филиала ОСТ

\_\_\_\_\_

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

### ПАСПОРТ

**резервуара для хранения нефти и нефтепродуктов РВС, РВСП, РВСПК, РВСПА**

(Наименование ОСТ)
(Наименование филиала ОСТ)
(Наименование структурного подразделения)
(Тип резервуара)
(Номинальная вместимость, м <sup>3</sup> )
(Технологический номер)
(Инвентарный номер)
(Дата ввода в эксплуатацию)
(Дата составления паспорта)



ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

## В.2 Форма основной части

### 1<sup>1)</sup> Общие проектные сведения о резервуаре

№ п/п	Наименование параметра	Значение параметра
1	2	3
<b>1</b>	<b>Основные технические данные</b>	
1.1	Объем по строительному номиналу, м <sup>3</sup>	
1.2	Внутренний диаметр, мм	
1.3	Высота стенки, мм	
1.4	Базовая высота (при вводе в эксплуатацию), мм	
1.5	Масса резервуара, т	
1.6	Назначение резервуара	ТКО/ аварийный сброс/ аварийный сброс, совмещенный с ТКО
1.7	Хранимый продукт	Нефть/Нефтепродукт
1.8	Вид нефтепродукта (марка)	
1.9	Плотность продукта при температуре 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	
1.10	Вязкость для нефти при температуре 20 °С, сСт	
1.11	Температура вспышки, °С	
1.12	Массовая доля серы для нефти, %	
1.13	Максимальный уровень разлива хранимого продукта по проектной документации, м	
1.14	Максимальный уровень разлива воды при испытаниях, м	
1.15	Высота до конструктивного элемента на стенке, от которого ведется расчет уровней разлива, м	
1.16	Нормативное значение ветрового давления согласно проектной документации, кПа	
1.17	Расчетная снеговая нагрузка в соответствии с проектной документацией на действующий резервуар, кг/м <sup>2</sup>	
1.18	Интенсивность сейсмического воздействия, по шкале MSK-64, балл	
1.19	Количество циклов нагружения в год в соответствии с проектной документацией, цикл/год	
1.20	Метод монтажа резервуара	Полистовой/рулонный
1.21	Тип лестницы для подъема на резервуар	Шахтная/маршевая (кольцевая)
1.22	Межремонтный интервал, лет	
1.23	Назначенный срок службы, лет	
1.24	Разработчик проектной и рабочей документации на строительство	

<sup>1)</sup> Поскольку на основе настоящего документа разрабатывается конкретный паспорт, то здесь использована нумерация отдельного документа, а не приложения к настоящему документу.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

№ п/п	Наименование параметра	Значение параметра
1	2	3
1.25	Наименование организации, разработавшей рабочие чертежи марки КМД (детализировочные)	
1.26	Шифр проектной документации	
1.27	Наименование изготовителя металлоконструкций резервуара	
1.28	Наименование разработчика ППР на строительство основания и фундамента резервуара	
1.29	Наименование строительно-монтажной организации, построившей основание и фундамент резервуара	
1.30	Наименование разработчика ППР на монтаж металлоконструкций резервуара	
1.31	Строительство основания и фундамента, дата начала монтажа	
1.32	Строительство основания и фундамента, дата окончания монтажа	
1.33	Наименование строительно-монтажной организации, выполнившей монтаж металлоконструкций резервуара	
1.34	Отклонения от проектной документации	
1.35	Даты начала и окончания испытаний резервуара и результаты испытаний	
<b>2</b>	<b>Сведения о проведении ремонта, реконструкции, технического перевооружения резервуара</b>	
2.1	Вид работ	Ремонт/ реконструкция/ техническое перевооружение
2.2	Дата ввода в эксплуатацию после проведения ремонта, реконструкции, технического перевооружения.	
2.3	Организация-разработчик проектной и рабочей документации на ремонт	
2.4	Шифр проектной документации на ремонт, реконструкцию, техническое перевооружение	
2.5	Наименование изготовителя металлоконструкций для ремонта резервуара (город)	
2.6	Наименование организации-разработчика ППР на ремонт основания и фундамента резервуара	
2.7	Наименование строительно-монтажной организации, производившей ремонт основания и фундамента резервуара	
2.8	Наименование организации-разработчика ППР на ремонт металлоконструкций резервуара	
2.9	Наименование строительно-монтажной организации, выполнившей ремонт металлоконструкций резервуара	

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

№ п/п	Наименование параметра	Значение параметра
1	2	3
<b>3</b>	<b>Сведения об основании и фундаменте</b>	
3.1	Толщина грунтовой подушки, мм	
3.2	Конструкция фундамента	Грунтовая подушка/ железобетонные плиты/ монолитное железобетонное кольцо/ свайный фундамент/ свайный фундамент с вентилируемым подпольем
3.3	Ширина бетонного кольца, мм	
3.4	Толщина бетонного кольца, мм	
3.5	Материал гидрофобного слоя	
3.6	Количество свай, шт.	
3.7	Тип погружения свай	Забивные/буровые
3.8	Длина свай, м	
3.9	Сечение свай, мм	
3.10	Наличие сезонно-действующих охлаждающих устройств	Имеются/отсутствуют
3.11	Количество сезонно-действующих охлаждающих устройств, шт.	
<b>4</b>	<b>Сведения о защитном ограждении для ограничения площади разлива продукта</b>	
4.1	Вид защитного ограждения	Для одного резервуара/ для группы
4.2	Размеры защитного ограждения (длина/ширина/высота), м	
4.3	Тип защитного ограждения	Земляное обвалование/ земляное обвалование с щебеночным (гравийным) покрытием/ железобетонное обвалование/ ограждающая железобетонная стена/ ограждающая железобетонная стена с волноотражающим козырьком/ двойная стенка резервуара
4.4	Наличие внутренних ограждений между резервуарами в группе	
4.5	Высота внутренних ограждений между резервуарами в группе, м	
4.6	Тип покрытия внутри защитного ограждения (каре)	Щебеночное/грунтовое
4.7	Количество лестниц-переходов, шт.	

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

№ п/п	Наименование параметра	Значение параметра
1	2	3
4.8	Тип защиты грунта от разлива продукта при нарушении герметичности	Противофильтрационный экран из полиэтиленовой пленки/ глиняный замок/ обетонирование
<b>5</b>	<b>Сведение о днище резервуара</b>	
5.1	Масса днища, т	
5.2	Форма днища резервуара	Плоская/конусная
5.3	Уклон днища	Отсутствует/ от периферии к центру/ от центра к периферии
5.4	Величина уклона днища резервуара	
5.5	Метод монтажа днища	Полистовой/рулонный
<b>5.6.1</b>	<b>Центральная часть</b>	
5.6.1.1	Абсолютная отметка центра резервуара, м	
5.6.1.2	Толщина металла центральной части днища, мм	
5.6.1.3	Марка стали центральной части днища	
5.6.1.4	Наличие приямка	Имеется/отсутствует
5.6.1.5	Количество приямков, шт.	
5.6.1.6	Размеры приямков, мм	
<b>5.6.2</b>	<b>Окрайка днища резервуара</b>	
5.6.2.1	Абсолютная отметка верха окрайки в Балтийской системе высот, м	
5.6.2.2	Толщина металла окрайки днища, мм	
5.6.2.3	Марка стали окрайки днища	
<b>6</b>	<b>Сведения о стенке резервуара</b>	
6.1	Масса стенки, т	
6.2	Количество поясов стенки, шт.	
6.3	Количество листов в поясе стенки, шт.	
6.4	Длина листа стенки, мм	
6.5	Ширина листа стенки, мм	
6.6	Количество полотнищ стенки (для рулонного типа)	
6.7	Количество монтажных швов стенки (для рулонного типа)	
6.8	I пояс	
6.9	Толщина металла стенки, мм	
6.10	Марка стали	
6.11	II пояс	
6.12	Толщина металла стенки, мм	
6.13	Марка стали	
6.14	III пояс	
6.15	Толщина металла стенки, мм	
6.16	Марка стали	
6.17	IV пояс, мм	



ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

№ п/п	Наименование параметра	Значение параметра
1	2	3
6.18	Толщина металла стенки, мм	
6.19	Марка стали	
6.20	V пояс	
6.21	Толщина металла стенки, мм	
6.22	Марка стали	
6.23	VI пояс	
6.24	Толщина металла стенки, мм	
6.25	Марка стали	
6.26	VII пояс	
6.27	Толщина металла стенки, мм	
6.28	Марка стали	
6.29	VIII пояс	
6.30	Толщина металла стенки, мм	
6.31	Марка стали	
6.32	IX пояс	
6.33	Толщина металла стенки, мм	
6.34	Марка стали	
6.35	X пояс	
6.36	Толщина металла стенки, мм	
6.37	Марка стали	
6.38	XI пояс	
6.39	Толщина металла стенки, мм	
6.40	Марка стали	
6.41	XII пояс	
6.42	Толщина металла стенки, мм	
6.43	Марка стали	
6.44	Конструкция опорного (ветрового) кольца	Уголок/ швеллер/ сборное тавровое/ сборное двутавровое
6.46	Размеры опорного (ветрового) кольца, мм	
6.47	Наличие теплоизоляции стенки резервуара	
6.48	Конструкция теплоизоляции	Съемная/несъемная
6.49	Теплоизолирующий материал стенки резервуара	
6.50	Толщина теплоизоляции стенки резервуара	
6.51	Наличие кронштейнов для измерения отклонений образующих стенки от вертикали	
6.52	Количество кронштейнов для измерения отклонений образующих стенки от вертикали, шт.	
6.53	Величина выступа кронштейнов от стенки резервуара, мм	Ведомость прилагается

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

№ п/п	Наименование параметра	Значение параметра
1	2	3
<b>7</b>	<b>Сведения о крыше резервуара</b>	
<b>7.1</b>	<b>Стационарная крыша</b>	
7.1.1	Вид крыши	Бескаркасная коническая/ каркасная коническая/ сферическая/ купольная
7.1.2	Масса крыши, т	
7.1.3	Изготовитель крыши	
7.1.4	Материал крыши	Алюминиевый сплав/сталь
7.1.5	Марка материала крыши	
7.1.6	Толщина настила крыши, мм	
7.1.7	Наличие теплоизоляции крыши	
7.1.8	Теплоизолирующий материал крыши	
7.1.9	Толщина теплоизоляции крыши, мм	
<b>7.2</b>	<b>Плавающая крыша</b>	
7.2.1	Конструкция плавающей крыши	Однодечная/двудечная
7.2.2	Масса плавающей крыши, кг	
7.2.3	Высота кольцевого листа плавающей крыши, мм	
7.2.4	Диаметр плавающей крыши, мм	
7.2.4	Толщина настила верхней деки плавающей крыши, мм	
7.2.5	Марка стали настила верхней деки плавающей крыши	
7.2.6	Толщина настила нижней деки плавающей крыши, мм	
7.2.7	Марка стали настила нижней деки плавающей крыши	
7.2.8	Количество коробов плавающей крыши, шт.	
7.2.9	Количество стоек плавающей крыши, шт.	
7.2.10	Тип стоек плавающей крыши	Постоянной высоты/ переменной высоты
7.2.11	Изготовитель водоспусков плавающей крыши	
7.2.12	Номинальный диаметр водоспусков плавающей крыши, мм	
7.2.13	Количество водоспусков плавающей крыши, шт.	
7.2.14	Минимально допустимая высота от днища до низа плавающей крыши, мм	
7.2.15	Назначенный срок службы водоспусков плавающей крыши, лет	
7.2.16	Назначенный ресурс, рабочих циклов водоспусков плавающей крыши	
7.2.17	Наличие аварийных водоспусков плавающей крыши	
7.2.18	Номинальный диаметр аварийных водоспусков плавающей крыши, мм	

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

№ п/п	Наименование параметра	Значение параметра
1	2	3
7.2.19	Количество аварийных водоспусков плавающей крыши, шт.	
7.2.20	Наличие предохранительных клапанов плавающей крыши	
7.2.21	Диаметр предохранительных клапанов плавающей крыши, мм	
7.2.22	Количество предохранительных клапанов плавающей крыши, шт.	
7.2.23	Количество направляющих стоек плавающей крыши, шт.	
7.2.24	Диаметр направляющих стоек плавающей крыши, мм	
7.2.25	Зазор между направляющей стойкой и плавающей крышей, мм	
7.2.26	Зазор между плавающей крышей и стенкой резервуара перекрываемый затвором, мм	
7.2.27	Высота от днища резервуара до нижней поверхности плавающей крыши в эксплуатационном положении, м	
7.2.28	Высота от днища резервуара до нижней поверхности плавающей крыши в ремонтном положении, м	
7.2.29	Высота от днища резервуара до нижней поверхности плавающей крыши в положении для нанесения антикоррозионного покрытия, м	
<b>8</b>	<b>Сведения о понтоне</b>	
8.1	Тип понтона, марка	Стальной однодечный/ стальной двудечный/ алюминиевый поплавковый/ алюминиевый блочный
8.2	Изготовитель понтона	
8.3	Масса понтона, кг	
8.4	Диаметр понтона, мм	
8.5	Заводской номер понтона	
8.6	Дата изготовления понтона	
8.7	Дата ввода в эксплуатацию понтона	
8.8	Назначенный срок службы понтона, лет	
8.9	Количество опорных стоек понтона, шт.	
8.10	Количество периферийных опорных стоек понтона, шт.	
8.11	Наличие предохранительных клапанов понтона	
8.12	Диаметр (размер) предохранительных клапанов понтона, мм	
8.13	Количество предохранительных клапанов понтона, шт.	

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

№ п/п	Наименование параметра	Значение параметра
1	2	3
8.14	Зазор между понтоном и стенкой резервуара перекрываемый затвором, мм	
8.15	Высота от днища резервуара до нижней поверхности понтона в эксплуатационном положении, м	
8.16	Высота от днища резервуара до нижней поверхности понтона в ремонтном положении, м	
8.17	Высота от днища резервуара до нижней поверхности понтона в положении для нанесения антикоррозионного покрытия, м	
<b>9</b>	<b>Сведения о затворе понтона, плавающей крыши</b>	
9.1	Тип (марка) затвора	
9.2	Изготовитель	
9.3	Дата изготовления	
9.4	Дата ввода в эксплуатацию	
9.5	Назначенный срок службы, лет	
<b>10</b>	<b>Сведения о системе для подогрева продукта</b>	
10.1	Тип подогревателя	Змеевиковый/ секционный/ кольцевой прямоточный
10.2	Способ подогрева	Общий подогрев/ местный подогрев на входе в приемо-раздаточные устройства
10.3	Теплоноситель в системе подогрева продукта	Масло/водяной пар
10.4	Температура теплоноситель °С	
10.5	Рабочее давление в системе подогрева, МПа	
10.6	Диаметр подводящего трубопровода, мм	
<b>11</b>	<b>Сведения о системе сокращения потерь продукта</b>	
11.1	Тип системы	Газовая обвязка/ установка улавливания легких фракций углеводородов/ отсутствует
11.2	Количество, тип резервуаров, подключенных к системе	
11.3	Наличие газосборной емкости	Имеется/отсутствует
11.4	Объем газосборной емкости, м <sup>3</sup>	
<b>12</b>	<b>Сведения о геодезических реперах</b>	
12.1	Наличие геодезического репера	Имеется/отсутствует
12.2	Абсолютная отметка геодезического репера в Балтийской системе высот, м	

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

№ п/п	Наименование параметра	Значение параметра
1	2	3
<b>13</b>	<b>Сведения о производственно-дождевой канализации</b>	
<b>13.1</b>	<b>Дождеприемные колодцы с хлопшкой</b>	
13.1.1	Конструкция колодца	Стальной/ железобетонный/ кирпичный
13.1.2	Количество, шт.	
13.1.3	Наличие контрольного прибора обнаружения наличия нефти (загазованности)	
13.1.4	Тип (марка)	
<b>13.2</b>	<b>Запорное устройство (хлопушка)</b>	
13.2.1	Изготовитель запорного устройства	
13.2.2	Тип (марка) запорного устройства	
13.2.3	Наличие блока управлением запорным устройством	
13.2.4	Количество запорных устройств, шт.	
13.2.5	Назначенный срок службы запорных устройств, лет	
13.2.6	Назначение электроприводной задвижки на выпуске канализации из защитного ограждения	
13.2.7	Типа размер, марка, материал задвижки	
13.2.8	Тип (марка) электропривода	
13.2.9	Дренажные трубы, диаметр, мм/длина, м	

## 2 Анतिकоррозионная защита резервуара

№ п/п	Защищаемая поверхность (днище, крыша, стенка, пояса стенки)	Сторона защищаемой поверхности (внутренняя/ наружная)	Покрытие (материал, толщина по каждому слою)	Тип внутреннего покрытия (нормальное, усиленное, особо усиленное)	Электрохимическая защита (тип оборудования, количество протекторов, станций катодной защиты)
1	2	3	4	5	6

## 3 Сведения об установленном оборудовании

№ п/п	Наименование оборудования	Тип (марка) оборудования, количество, шт.	Дата изготовления	Дата монтажа	Заводской номер	Место установки (трубопровод, пояс стенки, крыша, плавающая крыша, понтон, направляющая стойка)	Изготовитель
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ПРП						
2	ПРУ						

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

№ п/п	Наименование оборудования	Тип (марка) оборудования, количество, шт.	Дата изготовления	Дата монтажа	Заводской номер	Место установки (трубопровод, пояс стенки, крыша, плавающая крыша, понтон, направляющая стойка)	Изготовитель
1	2	3	4	5	6	7	8
3	Запорная арматура ПРП, вантузная, для выпуска ГВС, зачистного патрубка, перепускное устройство и т. д.						
4	СКНР						
5	СРДО («Диоген»)						
6	Пробоотборник						
7	Кран сифонный						
8	Люк-лазы в первом поясе						
9	Люк-лазы во втором (третьем) поясе						
10	Люки световые						
11	Люки смотровые						
12	Люк монтажный						
13	Люк замерный						
14	Дыхательные клапаны						
15	Предохранительные клапаны						
16	Аварийный клапан						
17	Вентиляционные патрубки						
18	Сигнализаторы верхнего допустимого уровня						
19	Водоспуск						
20	Уровнемер (измеритель уровня)						
21	Система охлаждения-фильтр						
22	Запорная арматура						
23	Многоточечный датчик средней температуры нефти						
24	Датчик гидростатического давления						

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

№ п/п	Наименование оборудования	Тип (марка) оборудования, количество, шт.	Дата изготовления	Дата монтажа	Заводской номер	Место установки (трубопровод, пояс стенки, крыша, плавающая крыша, понтон, направляющая стойка)	Изготовитель
1	2	3	4	5	6	7	8
25	Датчик (типа мановакуумметр) для контроля давления в паровоздушном пространстве под стационарной крышей резервуара						
27	Датчик подтоварной воды						
28	Пожарные извещатели						
29	Система пожаротушения						
29.1	Пеногенераторы						
29.2	Камеры низкократной пены						
29.3	Мембраны, фильтры						
29.4	Запорная арматура						
30	Система подогрева						

#### 4 Сведения о замене оборудования

№ п/п	Наименование, марка оборудования	Заводской номер	Место установки (пояс стенки, крыша, плавающая крыша, понтон/направляющая колонна)	Причина замены	Дата замены
1	2	3	4	5	6

#### 5 Периодическая проверка осадки и деформаций фундамента (основания)

№ п/п	Дата	Способ проверки	Результаты проверки (соответствие требованиям НД)	Организация, проводившая проверку	Номер акта (технического отчета)	Место хранения акта (технического отчета)
1	2	3	4	5	6	7

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

### 6 Периодическое нивелирование окрайки днища резервуара

№ п/п	Дата	Способ проверки	Результаты проверки (соответствие требованиям НД)	Организация, проводившая проверку	Номер акта (технического отчета)	Место хранения акта (технического отчета)
1	2	3	4	5	6	7

### 7 Отклонения стенки резервуара от вертикали

№ п/п	Дата	Способ проверки	Результаты проверки (соответствие требованиям НД)	Организация, проводившая проверку	Номер акта (технического отчета)	Место хранения акта (технического отчета)
1	2	3	4	5	6	7

### 8 Учет отказов элементов резервуара, оборудования при эксплуатации

№ п/п	Дата и время отказа	Элементы резервуара, наименование оборудования	Характер отказа	Причина отказа	Наработка отказавшего элемента после его последнего ремонта
1	2	3	4	5	6

### 9 Сведения о проведенных ремонтах

№ п/п	Дата начала	Дата окончания	Наименование конструкции, оборудования резервуара	Вид и объем основных работ	Наименование организации, проводившей ремонт	Должность, И.О. Фамилия ответственного за безопасную эксплуатацию	Подпись
1	2	3	4	5	6	7	8

### 10 Испытания резервуара

№ п/п	Дата испытания	Метод испытания	Результаты испытания	Номер акта
1	2	3	4	5

### 11 Сведения об авариях резервуара


№ п/п	Дата	Описание аварии	Причины аварии	Место хранения акта об аварии
1	2	3	4	5



ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

### 12 Сведения о зачистке резервуара

№ п/п	Дата	Причины зачистки (проведение ПТД/проведение ремонтных (огневых) работ/ периодическая очистка/смена марки нефтепродукта)	Способ зачистки (ручной/ механизированный)	Наименование организации, проводившей зачистку
1	2	3	4	5



13 Сведения о результатах диагностических обследований, мониторинга, экспертизах промышленной безопасности

№ п/п	Дата	Вид диагностического обследования	Организация, проводившая диагностическое обследование	Номер отчета по техническому диагностированию	Количество дефектов по результатам диагностического обследования, шт.								Планируемые даты следующей диагностики согласно регламенту	Заключение по результатам обследования								
					Дефектов стенки		Дефектов днища		Дефектов (крыши, перекрытия)		Прочих дефектов											
1	2	3	4	5	Всего	Требуют немедленного устранения	Всего	Требуют немедленного устранения	Всего	Требуют немедленного устранения	Всего	Требуют немедленного устранения	14	15	16	17	18	19	20	21	22	

<p>Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтегаз</p>	<p>ПАО «Транснефть»</p>
--	-------------------------

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

#### 14 Сведения о проведении градуировки резервуара

№ п/п	Дата проведения градуировки	Дата очередной градуировки	Вместимость мертвой полости, м <sup>3</sup>	Значение базовой высоты, мм	Максимальный уровень, до которого проведена градуировка, см
1	2	3	4	5	6

#### 15 Сведения о ежегодных измерениях базовой высоты

Дата измерения базовой высоты	Год						
	20__	20__	20__	20__	20__	20__	20__
Значение базовой высоты, мм							

#### 16 Сведения о консервации резервуара

№ п/п	Вид работ по консервации (консервация, переконсервация, расконсервация)	Дата выполнения работ	Шифр проектной документации на консервацию	Наименование ингибитора	Количество ингибитора, кг	Наименование организации-разработчика проектной документации на консервацию резервуара	Наименование организации, проводившей работы по консервации
1	2	3	4	5	6	7	8

#### 17 Сведения о закреплении оборудования при эксплуатации

№ п/п	Должность	И.О. Фамилия лица, ответственного за эксплуатацию	Номер и дата приказа о назначении	Подпись ответственного лица
1	2	3	4	5

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

### 18 Учет работы резервуара

№ п/п	Год	20__		20__		20__		20__	
	Месяцы	Количество циклов	Подпись	Количество циклов	Подпись	Количество циклов	Подпись	Количество циклов	Подпись
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Январь								
2	Февраль								
3	Март								
4	Апрель								
5	Май								
6	Июнь								
7	Июль								
8	Август								
9	Сентябрь								
10	Октябрь								
11	Ноябрь								
12	Декабрь								
13	Итого								

### 19 Учет технического обслуживания

№ п/п	Дата проведения работ	Содержание работ	Должность, И.О. Фамилия и подпись ответственного лица
1	2	3	4

### 20 Сведения о проверке и заполнении паспорта

№ п/п	Дата	Сведения о проверке и заполнении паспорта, наличие замечаний	Должность, И.О. Фамилия	Подпись
1	2	3	4	5

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

**21 Перечень технической документации, необходимой для предъявления контролирующим и надзорным органам при проверке сведений, занесенных в паспорт**

№ п/п	Наименование документов	Место хранения технической документации
1	2	3
1	Проектная и рабочая документация	
2	Исполнительная документация	
3	Акты гидравлического испытания резервуара	
4	Акты (технические отчеты) проверки осадки основания	
5	Исполнительные схемы измерения отклонений резервуара от вертикали после гидравлических испытаний и в процессе эксплуатации	
6	Градуировочная таблица	
7	Ежегодные акты измерения базовой высоты	
8	Технические отчеты по диагностике	

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

### **В.3 Пояснения по заполнению паспорта**

В.3.1 В раздел 1 вносятся сведения из проектной и рабочей документации, градуировочной таблицы и данных фактических измерений. При необходимости изменения сведений в связи с проведенным ремонтом, реконструкцией, техническим перевооружением, вносятся изменения и листы паспорта заменяются.

В.3.2 Сведения, вносимые в паспорт, заполняются в объеме, соответствующем конструктивным особенностям резервуара. При отсутствии необходимости заполнения граф вносятся прочерки.

В.3.3 В 1.6 указывается назначение резервуара в соответствии с участием резервуара в технологических операциях – товарно-коммерческие операции, аварийный сброс или аварийный сброс, совмещенный с товарно-коммерческими операциями.

В.3.4 В 1.7 указывается наименование хранимого продукта – нефть или нефтепродукт (при использовании резервуара для нефтепродукта).

В.3.5 В 1.8 указывается конкретный вид нефтепродукта и марка.

В.3.6 В 1.9 – 1.11 указываются характеристики хранимого продукта из проектной документации.

В.3.7 В 3.2 вносятся сведения о конструкции фундамента – грунтовая подушка, железобетонные плиты, монолитное железобетонное кольцо, свайный фундамент, свайный фундамент с вентилируемым подпольем.

В.3.8 В 3.7 указывается тип погружения свай – забивные, буровые.

В.3.9 В 4.2 указываются геометрические размеры защитного ограждения – длина/ширина/высота.

В.3.10 В 4.3 указывается тип защитного ограждения – земляное обвалование, земляное обвалование с щебеночным (гравийным) покрытием, железобетонное обвалование, ограждающая железобетонная стена, ограждающая железобетонная стена с волноотражающим козырьком, двойная стенка резервуара.

В.3.11 В 4.6 указывается тип покрытия внутри защитного ограждения – щебеночное, грунтовое.

В.3.12 В 4.8 указывается тип защиты грунта от разлива продукта при нарушении герметичности – противофильтрационный экран из полиэтиленовой пленки, глиняный замок, обетонирование.

В.3.13 В 5.2 указывается форма днища резервуара – плоская, конусная.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

В.3.14 В 5.3 указывается сведения об уклоне днища – отсутствует, от периферии к центру, от центра к периферии.

В.3.15 В 6.44 указывается конструкция опорного кольца – уголок, швеллер, сборное тавровое, сборное двутавровое.

В.3.16 В 6.48 указывается конструкция теплоизоляции – съемная, несъемная.

В.3.17 В 7.1.1 указывается вид крыши – бескаркасная коническая, каркасная коническая, сферическая, купольная.

В.3.18 В 7.2.1 указываются сведения о конструкции плавающей крыши – однодечная, двудечная.

В.3.19 В 7.2.10 указывается тип стоек плавающей крыши – постоянной высоты, переменной высоты.

В.3.20 В 8.1 указывается тип понтона – стальной однодечный, стальной двудечный, алюминиевый поплавковый, алюминиевый блочный.

В.3.21 В 10.1 указывается тип подогревателя – змеевиковый, секционный, кольцевой прямоточный.

В.3.22 В 10.2 указывается способ подогрева – общий подогрев, местный подогрев на входе в приемо-раздаточные устройства.

В.3.23 В 11.1 указывается тип системы сокращения потерь продукта – газовая обвязка, газоуравнительная система, установка улавливания легких фракций углеводородов, либо отсутствует.

В.3.24 В 13.1.1 указывается конструкция дождеприемного колодца с хлопушкой – стальной, железобетонный, кирпичный.

В.3.25 В раздел 3 вносятся сведения об установленном оборудовании. Каждая единица оборудования указывается в отдельной строке таблицы.

В.3.26 В разделах 5, 6 в столбце 3 указывается способ проверки в соответствии с видом геодезических измерений – нивелирование, теодолитная съемка, тахеометрическая съемка, лазерное сканирование.

В.3.27 При формировании печатной версии паспорта, количество строк таблиц с необходимостью внесения периодических сведений (проверки, обслуживание, учет работы) необходимо принимать с учетом назначенного срока службы резервуара.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

## Приложение Г (обязательное)

### Форма паспорта железобетонного резервуара

#### Г.1 Форма титульного листа

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер филиала ОСТ

\_\_\_\_\_

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

### ПАСПОРТ

#### резервуара для хранения нефти и нефтепродуктов ЖБР

(Наименование ОСТ)
(Наименование филиала ОСТ)
(Наименование структурного подразделения)
(Тип резервуара)
(Номинальная вместимость, м <sup>3</sup> )
(Технологический номер)
(Инвентарный номер)
(Дата ввода в эксплуатацию)
(Дата составления паспорта)





ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

## Г.2 Форма основной части

### 1<sup>1)</sup> Общие проектные сведения о резервуаре

№ п/п	Наименование параметра	Значение параметра
1	2	3
<b>1</b>	<b>Основные технические данные</b>	
1.1	Объем по строительному номиналу, м <sup>3</sup>	
1.2	Внутренний диаметр, мм	
1.3	Высота стенки, мм	
1.4	Базовая высота (при вводе в эксплуатацию), мм	
1.5	Назначение резервуара	ТКО/аварийный сброс/ аварийный сброс, совмещенный с ТКО
1.6	Расположение резервуара	Подземное/ полузаглубленное в грунтовой обсыпке/ надземное в грунтовой обсыпке
1.7	Размещение резервуара	Отдельное/в группе резервуаров
1.8	Высота земляной обсыпки резервуара, м	
1.9	Величина заглубления резервуара, м	
1.10	Величина уклона земляной обсыпки	
1.11	Вид покрытия обсыпки резервуара	Земляное обвалование/ земляное обвалование с щебеночным (гравийным) покрытием
1.12	Хранимый продукт	Нефть/Нефтепродукт
1.13	Вид нефтепродукта (марка)	
1.14	Плотность продукта при температуре 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	
1.15	Вязкость для нефти при температуре 20 °С, сСт	
1.16	Температура вспышки, °С	
1.17	Массовая доля серы для нефти, %	
1.18	Максимальный уровень разлива хранимого продукта по проектной документации, м	
1.19	Максимальный уровень разлива воды при гидроиспытаниях, м	
1.20	Высота до конструктивного элемента на стенке, от которого ведется расчет уровней разлива, м	
1.21	Расчетная снеговая нагрузка в соответствии с проектом на действующий резервуар, кг/м <sup>2</sup>	
1.22	Интенсивность сейсмического воздействия, по шкале MSK-64, баллы	

<sup>1)</sup> Поскольку на основе настоящего документа разрабатывается конкретный паспорт, то здесь использована нумерация отдельного документа, а не приложения к настоящему документу.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

№ п/п	Наименование параметра	Значение параметра
1	2	3
1.23	Количество циклов нагружения в год в соответствии с проектной документацией, цикл/год	
1.24	Межремонтный интервал, лет	
1.25	Назначенный срок службы, лет	
1.26	Организация разработчик проектной и рабочей документации на строительство	
1.27	Шифр проектной документации	
1.28	Наименование изготовителя железобетонных плит стенки резервуара	
1.29	Наименование организации-разработчика ППР на строительство основания, стенки, перекрытия резервуара	
1.30	Наименование строительной-монтажной организации, построившей основание, стенку, перекрытие резервуара	
<b>2</b>	<b>Сведения о проведении ремонта, реконструкции, технического перевооружения резервуара</b>	
2.1	Вид работ	Ремонт/ реконструкция/ техническое перевооружение
2.2	Дата ввода в эксплуатацию после проведения ремонта, реконструкции, технического перевооружения	
2.3	Организация разработчик проектной и рабочей документации на ремонт	
2.4	Шифр проектной документации на ремонт, реконструкцию, техническое перевооружение	
2.5	Наименование организации разработчика ППР на ремонт основания, стенки, перекрытия резервуара	
2.6	Наименование строительной-монтажной организации, выполнившей ремонт основания, стенки, перекрытия резервуара	
<b>3</b>	<b>Сведения об основании резервуара</b>	
3.1	Толщина грунтовой подушки, мм	
3.2	Количество контрольно-наблюдательных скважин, шт.	
3.3	Диаметр контрольно-наблюдательных скважин, мм	
3.4	Глубина контрольно-наблюдательных скважин, мм	
<b>4</b>	<b>Сведения о днище резервуара</b>	
4.1	Диаметр по наружному контуру, м	

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

№ п/п	Наименование параметра	Значение параметра
1	2	3
4.2	Толщина бетона днища, мм	
4.3	Марка бетона днища	
4.4	Форма днища резервуара	Плоская/конусная
4.5	Уклон днища	Отсутствует/ от периферии к центру/ от центра к периферии
4.6	Величина уклона днища резервуара	
4.7	Наличие приямка	Имеется/отсутствует
4.8	Количество приямков, шт.	
4.9	Размеры приямков, мм	
4.10	Абсолютная отметка днища, м	
4.11	Наличие базового столика	Имеется/отсутствует
4.12	Высота базового столика, м	
4.13	Вид гидроизоляции днища	
<b>5</b>	<b>Сведения о стенке резервуара</b>	
5.1	Конструкция стенки	Монолитная/ из сборных железобетонных панелей
5.2	Толщина стенки, мм	
5.3	Толщина наружного торкретного покрытия, мм	
5.4	Толщина внутреннего торкретного покрытия, мм	
5.5	Наличие облицовочного покрытия внутренней поверхности стенки (металлический стакан на всю высоту резервуара)	Имеется/отсутствует
5.6	Толщина внутреннего облицовочного покрытия стенки, мм	
5.7	Наличие предварительно-напряженной арматуры, марка стали, и диаметр	
<b>6</b>	<b>Сведения о крыше резервуара</b>	
6.1	Вид крыши	Сборная из плит/ сборная из монолитных участков/ монолитная
6.2	Количество и размер железобетонных плит сборного перекрытия	
6.2	Толщина перекрытия крыши, мм	
6.3	Материал опорных колонн несущего каркаса крыши	Железобетон/сталь
6.4	Количество опорных колонн несущего каркаса крыши, шт.	
6.5	Материал ригелей несущего каркаса крыши	Железобетон/сталь
6.6	Количество ригелей несущего каркаса крыши, шт.	
6.7	Материал балок несущего каркаса крыши	Железобетон/сталь

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

№ п/п	Наименование параметра	Значение параметра
1	2	3
6.8	Количество балок несущего каркаса крыши, шт.	
6.9	Наличие водяного экрана над крышей	Имеется/отсутствует
6.10	Глубина водяного экрана, мм	
6.11	Наличие засыпки крыши инертными материалами	Имеется/отсутствует
6.12	Толщина засыпки крыши инертными материалами, мм	
6.13	Наличие постоянных точек нивелирования на крыше резервуара для контроля за осадкой резервуара	Имеются/отсутствуют
6.14	Количество точек нивелирования на крыше резервуара для контроля за осадкой резервуара, шт.	
<b>7</b>	<b>Сведения о системе для подогрева продукта</b>	
7.1	Тип подогревателя	змеевиковый/ секционный/ кольцевой прямооточный
7.2	Способ подогрева	Общий подогрев/ местный подогрев на входе в приемо-раздаточные устройства
7.3	Теплоноситель в системе подогрева продукта	Масло/водяной пар
7.4	Рабочее давление в системе подогрева, МПа	
7.5	Температура	
7.6	Диаметр подводящего трубопровода, мм	
<b>8</b>	<b>Сведения о системе сокращения потерь продукта</b>	
8.1	Тип системы	Газовая обвязка/ установка улавливания легких фракций углеводородов/ отсутствует
8.2	Количество, тип резервуаров, подключенных к системе	
8.3	Наличие газосборной емкости	Имеется/отсутствует
8.4	Объем газосборной емкости, м <sup>3</sup>	
<b>9</b>	<b>Сведения о геодезических реперах</b>	
9.1	Наличие геодезического репера	Имеется/отсутствует
9.2	Абсолютная отметка геодезического репера в Балтийской системе высот, м	
<b>10</b>	<b>Сведения о производственно-дождевой канализации</b>	
10.1	Наличие водоотводного лотка по периметру крыши резервуара	Имеется/отсутствует
<b>11</b>	<b>Сведения о камере управления резервуаром (КУР) и подземного проходного канала</b>	
11.1	Длина подземного проходного канала между зданием КУР и резервуаром, м	

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

№ п/п	Наименование параметра	Значение параметра
1	2	3
11.2	Наличие смотрового колодца в подземном проходном канале	Имеется/отсутствует
11.3	Размеры камеры управления резервуара (длина, ширина, высота), мм	
11.4	Количество задвижек, смонтированных в камере управления резервуара, шт.	
11.5	Диаметр задвижек, смонтированных в камере управления резервуара, мм	
11.6	Диаметр подводящих трубопроводов к резервуару, мм	
11.7	Количество подводящих трубопроводов	
11.8	Вид ввода подводящих трубопроводов в резервуар	Через стену/Через днище
11.9	Наличие насоса откачки грунтовой воды в КУР	Имеется/отсутствует
11.10	Марка насоса откачки грунтовых вод	
11.11	Производительность насоса откачки грунтовых вод, м <sup>3</sup> /ч	
<b>12</b>	<b>Сведения о системе размыва донных отложений в резервуаре (СРДО)</b>	
12.1	Тип системы размыва	
12.2	Производительность подачи нефти в систему размыва, м <sup>3</sup> /ч	
12.3	Количество размывающих головок СРДО	
12.4	Тип размывающей головки СРДО	
12.5	Диаметр подводящего трубопровода СРДО, мм	
12.6	Количество вводов трубопроводов СРДО в резервуар, шт.	
<b>13</b>	<b>Сведения о насосах откачки подтоварной воды из резервуара (зачистки резервуара)</b>	
13.1	Наличие насоса откачки подтоварной воды из резервуара	Имеется/отсутствует
13.2	Марка насоса откачки подтоварной воды	
13.3	Производительность насоса откачки, м <sup>3</sup> /ч	
13.4	Количество насосов откачки, шт.	
13.5	Расстояние от всасывающего патрубка насоса до днища, мм	

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

## 2 Сведения об установленном оборудовании

№ п/п	Наименование оборудования	Тип (марка) оборудования	Дата изготовления	Дата монтажа	Заводской номер	Место установки (стенка, крыша, днище)	Изготовитель (город)
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ПРП						
2	ПРУ						
3	Донные клапаны (хлопушки)						
4	Сильфонные компенсаторы						
5	Затворы дисковые на ПРП						
6	Запорная арматура КУР						
7	Насосы для зачистки						
8	Линия размыва СРДО						
9	Люк-лазы						
10	Люки световые						
11	Люк замерный						
12	Дыхательные клапаны						
13	Предохранительные клапаны						
14	Сигнализаторы верхнего допустимого уровня						
15	Уровнемер (измеритель уровня)						
16	Многоточечный датчик средней температуры нефти						
17	Датчик гидростатического давления						
18	Инклинометр						
19	Пожарные извещатели						
20	Система пожаротушения						
21	Система подогрева						

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

### 3 Сведения о замене оборудования

№ п/п	Наименование, марка оборудования	Заводской номер	Место установки (стенка, крыша, днище)	Причина замены	Дата замены
1	2	3	4	5	6

### 4 Периодическая проверка осадки резервуара

№ п/п	Дата	Способ проверки	Результаты проверки (соответствие требованиям НД)	Организация, проводившая проверку	Номер акта (технического отчета)	Место хранения акта (технического отчета)
1	2	3	4	5	6	7

### 5 Учет отказов элементов резервуара, оборудования при эксплуатации

№ п/п	Дата и время отказа	Элементы резервуара, наименование оборудования	Характер отказа	Причина отказа	Наработка отказавшего элемента после его последнего ремонта
1	2	3	4	5	6

### 6 Сведения о проведенных ремонтах

№ п/п	Дата начала	Дата окончания	Наименование конструкции, оборудования резервуара	Вид работ	Наименование организации, проводившей ремонт	Должность, И.О. Фамилия ответственного за безопасную эксплуатацию	Подпись
1	2	3	4	5	6	7	8

### 7 Испытания резервуара

№ п/п	Дата испытания	Метод испытания	Результаты испытания	Номер акта
1	2	3	4	5

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

### 8 Сведения об авариях резервуара

№ п/п	Дата	Описание аварии	Причины аварии	Место хранения акта об аварии
1	2	3	4	5

### 9 Сведения о зачистке резервуара

№ п/п	Дата	Причины зачистки (проведение ПТД/проведение ремонтных (огневых) работ/ периодическая очистка/смена марки нефтепродукта)	Способ зачистки (ручной/механизированный)	Наименование организации, проводившей зачистку
1	2	3	4	5



**10 Сведения о результатах диагностических обследований, мониторинга, экспертизах промышленной безопасности**

№ П/П	Дата	Вид диагностического обследования	Организация, проводившая диагностическое обследование	Номер отчета по техническому диагностированию	Всего Требуют немедленного устранения	Всего Требуют немедленного устранения	Дефектов днища	Дефектов по результатам диагностического обследования, шт.	Дефектов (крыши, перекрытия)	Прочих дефектов	Планируемые даты следующей диагностики согласно регламенту	Заключение по результатам обследования										
													Дефектов стенки	Дефектов днища	Дефектов (крыши, перекрытия)	Прочих дефектов	Планируемые даты следующей диагностики согласно регламенту	Заключение по результатам обследования				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	

Дата и регистрационный номер заключения экспертизы промышленной безопасности

«Транснефть»

Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтегаз

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

### 11 Сведения о проведении градуировки резервуара

№ п/п	Дата проведения градуировки	Дата очередной градуировки	Вместимость мертвой полости, м <sup>3</sup>	Значение базовой высоты, мм	Максимальный уровень, до которого проведена градуировка, см
1	2	3	4	5	6

### 12 Сведения о ежегодных измерениях базовой высоты

Дата измерения базовой высоты	Год						
	20__	20__	20__	20__	20__	20__	20__
Значение базовой высоты, мм							

### 13 Сведения о консервации резервуара

№ п/п	Вид работ по консервации (консервация, переконсервация, расконсервация)	Дата выполнения работ	Шифр проектной документации на консервацию	Наименование ингибитора	Количество ингибитора, кг	Наименование организации-разработчика проектной документации на консервацию резервуара	Наименование организации, проводившей работы по консервации
1	2	3	4	5	6	7	8

### 14 Сведения о закреплении оборудования при эксплуатации

№ п/п	Должность	И.О. Фамилия лица, ответственного за эксплуатацию	Номер и дата приказа о назначении	Подпись ответственного лица
1	2	3	4	5

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

### 15 Учет работы резервуара

№ п/п	Год	20__		20__		20__		20__	
	Месяцы	Количество циклов	Подпись	Количество циклов	Подпись	Количество циклов	Подпись	Количество циклов	Подпись
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Январь								
2	Февраль								
3	Март								
4	Апрель								
5	Май								
6	Июнь								
7	Июль								
8	Август								
9	Сентябрь								
10	Октябрь								
11	Ноябрь								
12	Декабрь								
13	Итого								

### 16 Учет технического обслуживания

№ п/п	Дата проведения работ	Содержание работ	Должность, И.О. Фамилия и подпись ответственного лица
1	2	3	4

### 17 Сведения о проверке и заполнении паспорта

№ п/п	Дата	Сведения о проверке и заполнении паспорта, наличие замечаний	Должность, И.О. Фамилия	Подпись
1	2	3	4	5

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

**18 Перечень технической документации, необходимой для предъявления контролирующим и надзорным органам при проверке сведений, занесенных в паспорт**

№ п/п	Наименование документов	Место хранения технической документации
1	2	3
1	Проектная и рабочая документация	
2	Исполнительная документация	
3	Акты гидравлического испытания резервуара	
4	Акты (технические отчеты) проверки осадки основания	
5	Исполнительные схемы замеров отклонений резервуара от вертикали после гидравлических испытаний и в процессе эксплуатации	
6	Градуировочная таблица	
7	Ежегодные акты измерения базовой высоты	
8	Технические отчеты по диагностике	

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

### Г.3 Пояснения по заполнению паспорта

Г.3.1 В раздел 1 вносятся сведения из проектной и рабочей документации на строительство, градуировочной таблицы и данных фактических замеров. При необходимости изменения сведений, в связи с проведенным ремонтом, реконструкцией, техническим перевооружением, вносятся изменения и листы паспорта заменяются.

Г.3.2 Сведения, вносимые в паспорт, заполняются в объеме, соответствующем конструктивным особенностям резервуара. При отсутствии необходимости заполнения граф вносятся прочерки.

Г.3.3 В 1.5 указывается назначение резервуара в соответствии с участием резервуара в технологических операциях – товарно-коммерческие операции, аварийный сброс или аварийный сброс, совмещенный с товарно-коммерческими операциями.

Г.3.4 В 1.6 указывается расположение резервуара – подземное, полузаглубленное, в грунтовой обсыпке, надземное в грунтовой обсыпке

Г.3.5 В 1.7 указывается расположение резервуаров относительно соседних резервуаров – отдельное расположение, в группе резервуаров.

Г.3.6 В 1.12 указывается наименование хранимого продукта – нефть или нефтепродукт, при использовании резервуара для нефтепродукта.

Г.3.7 В 1.13 указывается конкретный вид нефтепродукта и марка.

Г.3.8 В 1.14 – 1.17 указываются характеристики хранимого продукта из проектной документации без указания интервала.

Г.3.9 В 7.1 указывается тип подогревателя – змеевиковый, секционный, кольцевой прямоточный.

Г.3.10 В 7.2 указывается способ подогрева – общий подогрев, местный подогрев на входе в приемо-раздаточные устройства.

Г.3.11 В 8.1 указывается тип системы сокращения потерь продукта – газовая обвязка, установка улавливания легких фракций углеводородов, либо отсутствует.

Г.3.12 В раздел 2 вносятся сведения об установленном оборудовании. Каждая единица оборудования указывается в отдельной строке таблицы.

Г.3.13 В разделе 4 в столбце 3 указывается способ проверки в соответствии с видом геодезических измерений – нивелирование, тахеометрическая съемка.

Г.3.14 При формировании печатной версии паспорта, количество строк таблиц с необходимостью внесения периодических сведений (проверки, обслуживание, учет работы) необходимо добавлять с учетом назначенного срока службы резервуара.



**Приложение Д**  
(обязательное)

**Форма технологической карты эксплуатации резервуаров для нефти/нефтепродуктов**

СОГЛАСОВАНО

Заместитель генерального директора  
по товарно-транспортным операциям ОСТ

\_\_\_\_\_ И.О. Фамилия  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер ОСТ

\_\_\_\_\_ И.О. Фамилия  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**Технологическая карта эксплуатации резервуаров для нефти/нефтепродуктов НПС (ЛПДС) ОСТ**

по состоянию на «\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

№ п/п	Название НПС (ЛПДС)	Тип резервуара	Номер резервуара по технологической схеме	Наименование (марка) хранимого продукта	Абсолютная отметка днища	Базовая высота	Параметры резервуара			Оборудование резервуаров								
							Высота стенки	диаметр	объем по строительному номиналу	Тип, количество, производительность дыхательных клапанов (вентиляционных патрубков)			Тип, количество, производительность предохранительных клапанов			Система размыва, минимальный допустимый уровень взлива при размыве		Тип уровня
										тип	шт.	м <sup>3</sup> /час	тип	шт.	м <sup>3</sup> /час	тип/см	тип	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
	Итого по НПС (ЛПДС)																	

ПАО «Транснефть»

Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз

Диаметр ПРП	Расстояние от дна до верхней образующей ПРП	Количество ПРП	Максимальная допустимая производительность заполнения (опорожнения) резервуара	Конструкционная высота	Номер технологической группы	Расчетная производительность заполнения (опорожнения) резервуара	Верхний аварийный уровень	Объем по верхнему аварийному уровню	Верхний допустимый уровень взлива	Объем по верхнему допустимому уровню взлива	Нормативный уровень верхний	Объем по нормативному уровню верхнему	Нижний аварийный уровень	Объем по нижнему аварийному уровню	Нижний допустимый уровень взлива
см	см	шт.	м <sup>3</sup> /ч	см	—	м <sup>3</sup> /ч	см	тыс. м <sup>3</sup>	см	тыс. м <sup>3</sup>	см	тыс. м <sup>3</sup>	см	тыс. м <sup>3</sup>	см
19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34

Объем по нижнему допустимому уровню взлива	Нормативный уровень нижний	Объем по нормативному уровню нижнему (технологический остаток)	Уровень аварийного запаса	Объем по уровню аварийного запаса <sup>1)</sup> (27-40)	Емкость аварийного запаса	Товарная емкость РП без учета выведенной из технологии (31-37)	Коэффициент использования емкости РП без учета выведенной из технологии (41/10)	Товарная емкость, выведенная из технологии				Товарная емкость РП с учетом выведенной из технологии (41-46)	Коэффициент использования емкости товарной РП с учетом выведенной из технологии (47/10)
								В ремонте	Снижение объемов из-за дефектов	Выведенная из эксплуатации	Всего		
тыс. м <sup>3</sup>	см	тыс. м <sup>3</sup>	см	тыс. м <sup>3</sup>	тыс. м <sup>3</sup>	тыс. м <sup>3</sup>	—	тыс. м <sup>3</sup>	тыс. м <sup>3</sup>	тыс. м <sup>3</sup>	тыс. м <sup>3</sup>	тыс. м <sup>3</sup>	—
35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48

Главный инженер филиала ОСТ<sup>1)</sup>

Начальник ОЭ филиала ОСТ<sup>1)</sup>

Начальник ТТО филиала ОСТ<sup>1)</sup>

Начальник ОАСУТП филиала ОСТ<sup>1)</sup>

Начальник НПС (ЛПДС)<sup>1)</sup>

И.О. Фамилия

И.О. Фамилия

И.О. Фамилия

И.О. Фамилия

И.О. Фамилия

Начальник ОЭ ОСТ

Начальник ТТО ОСТ

Главный технолог ОСТ

Начальник ОАСУТП ОСТ

Начальник ОГД ОСТ

И.О. Фамилия

И.О. Фамилия

И.О. Фамилия

И.О. Фамилия

И.О. Фамилия

<sup>1)</sup> Только для заполненных форм филиала ОСТ.

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз
------------------	---



## Приложение Е

(обязательное)

### Форма журнала текущего обслуживания и ремонта

#### Журнал текущего обслуживания и ремонта

№ п/п	Дата обслуживания	Номер резервуара	Должность, И.О. Фамилия выдавшего задания	Объект обслуживания	Результат обслуживания	Отметка об выполнении	Подпись ответственного (начальника РП)
1	2	3	4	5	6	7	8

ПАО «Транснефть»

Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз



**Приложение Ж**  
(обязательное)  
**Форма журнал учета установки заглушек**

**Журнал учета установки заглушек**

Наименование объекта \_\_\_\_\_

Адрес объекта \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ инициалы и должность лица, ответственного за ведение журнала

№ п/п	Номер заглушки	DN	PN, МПа	Толщина, мм	Место установки (резервуар, трубопровод, задвижка)	Дата монтажа	И.О. Фамилия и подпись ответственного за монтаж	Дата демонтажа	И.О. Фамилия и подпись ответственного за демонтаж
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

ПАО «Транснефть»  
Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз

## Приложение И (обязательное)

### Форма табеля технологического резерва (неснижаемого запаса) по эксплуатации РП ОСТ

СОГЛАСОВАНО

Заместитель генерального директора  
по эксплуатации ОСТ

\_\_\_\_\_ И.О. Фамилия

«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер ОСТ

\_\_\_\_\_ И.О. Фамилия

«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Табель технологического резерва (неснижаемого запаса) по эксплуатации РП ОСТ \_\_\_\_\_ на 20\_\_ г.

№ п/п	Наименование оборудования и материалов	Единица измерения	Норматив	Наличие технологического резерва	
				количество	место хранения (НПС/ЛПДС)
1	2	3	4	5	6

Начальник ОЭ ОСТ

\_\_\_\_\_ И.О. Фамилия  
подпись

Начальник отдела  
материально-технического снабжения

\_\_\_\_\_ И.О. Фамилия  
подпись

Начальник ОЭ филиала

\_\_\_\_\_ И.О. Фамилия  
подпись

ПАО «Транснефть»

Магистральный трубопроводный транспорт нефти  
и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации  
резервуаров магистральных нефтепроводов,  
нефтепродуктопроводов и нефтегаз

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

## Библиография

- [1] Правила технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту (утверждены Госкомнефтепродуктом СССР 26.12.1986)
- [2] Градостроительный кодекс Российской Федерации (введен в действие Федеральным законом от 29.12.2004 № 190-ФЗ)
- [3] РТМ 6-28-007-78 Допустимые скорости движения жидкостей по трубопроводам и истечения в емкости (аппараты, резервуары)
- [4] Правила технической эксплуатации нефтебаз (утверждены приказом Минэнерго Российской Федерации от 19.06.2003 № 232)
- [5] РМГ 116-2011 Государственная система обеспечения единства измерений. Резервуары магистральных нефтепроводов и нефтебаз. Техническое обслуживание и метрологическое обеспечение в условиях эксплуатации
- [6] ГОСТ 13196-93 Устройства автоматизации резервуарных парков. Средства измерения уровня и отбора проб нефти и нефтепродуктов. Общие технические требования и методы испытаний
- [7] Правила защиты от статического электричества в производствах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности (утверждены Министерством химической промышленности, Министерством нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности СССР 31.01.1972)
- [8] Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 № 101)
- [9] Правила противопожарного режима в Российской Федерации (утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 25.04.2012 № 390)
- [10] Правила по охране труда при работе на высоте (утверждены приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 28.03.2014 № 155н)
- [11] Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения (утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.11.2013 № 533)
- [12] Трудовой кодекс Российской Федерации (введен в действие Федеральным законом от 30.12.2001 № 197-ФЗ)

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

- [13] Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»
- [14] Федеральный закон от 04.05.1999 № 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха»
- [15] Нормы естественной убыли нефти при хранении (утверждены приказом Минэнерго России от 13.08.2009 № 365)
- [16] Нормы естественной убыли нефтепродуктов при хранении (утверждены приказом Минэнерго России от 13.08.2009 № 364)
- [17] Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (введено в действие Минприроды Российской Федерации 29.03.2012)
- [18] Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров (утверждены приказом Госкомэкологии России от 08.04.1998 № 199)
- [19] ОНД-86 Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий (утверждена государственным комитетом СССР по гидрометеорологии и контролю природной среды СССР 04.08.1986)
- [20] Рекомендации по оформлению и содержанию проекта нормативов предельно допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для предприятия (утверждены государственным комитетом СССР по гидрометеорологии и контролю природной среды СССР 28.08.1987)
- [21] Федеральный закон от 24.06.1998 № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления»
- [22] Федеральный закон от 04.05.2011 № 99-ФЗ «О лицензировании отдельных видов деятельности»
- [23] Федеральный закон от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»
- [24] Порядок учета в области обращения с отходами (утвержден приказом Министерства ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.09.2011 № 721)
- [25] Федеральный классификационный каталог отходов (утвержден приказом Федеральной службы по надзору в сфере природопользования от 18.07.2014 № 445)
- [26] Методические указания по разработке проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (утверждены приказом Минприроды России от 05.08.2014 № 349)
- [27] Правила по охране труда при выполнении электросварочных и газосварочных работ (утверждены приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 23.12.2014 № 1101н)

ПАО «Транснефть»	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз	
------------------	---	--

- [28] Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Требования к производству сварочных работ на опасных производственных объектах» (утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 14.03.2014 № 102)
- [29] Руководство по безопасности вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов (утверждено приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 26.12.2012 № 780)