

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

УТВЕРЖДАЮ

**Зам. Министра энергетики
Российской Федерации**

_____ **В.С. Станев**

6 марта 2001 г.

СОГЛАСОВАНО

**Первый вице-президент
ОАО «Транснефть»**

_____ **В.В. Калинин**

СОГЛАСОВАНО

Госгортехнадзором РФ

Письмо № 10-03/986

от 26.12.2000 г.

**ПРАВИЛА
ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ
МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ И НЕФТЕБАЗ**

РД 153-39.4-078-01

Уфа, 2001

**Документ разработан
Институтом проблем транспорта энергоресурсов
(ИПТЭР)**

Директор ИПТЭР

академик АНРБ

_____ **А.Г. Гумеров**

Вице-президент

ОАО «АК «Транснефть»

_____ **Ю.В. Лисин**

МИНИСТЕРСТВО ТОПЛИВА И ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

**Согласовано
Госгортехнадзор России**

**Утверждаю
Минтопэнерго РФ**

**Согласовано
ГУППС МВД РФ**

**Согласовано
ОАО «АК «Транснефть»**

**ПРАВИЛА ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ
РЕЗЕРВУАРОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ**

НЕФТЕПРОВОДОВ И НЕФТЕБАЗ

ДОКУМЕНТ РАЗРАБОТАН:

Институтом проблем транспорта энергоресурсов (ИПТЭР)

Директор института,
академик АН РБ

А.Г. Гумеров

Зам. директора, к.т.н.,
руководитель темы

М.Г. Векштейн

Ответственный исполнитель,
зав. отделом № 5,
руководитель темы

И.С. Бронштейн

СОДЕРЖАНИЕ1 Общие положения1.1 Область применения1.2 Организация эксплуатации резервуаров и резервуарных парков1.3 Термины и определения1.4 Виды резервуаров и их технические характеристики1.5 Оборудование резервуаров1.6 Резервуарные парки НПС, морских и речных терминалов и НБ2 Приемка резервуаров в эксплуатацию3 Техническое использование резервуаров3.1 Эксплуатационная документация3.2 Технологическая карта3.3 Схемы перекачки3.4 Режим эксплуатации резервуаров3.5 Измерения и учет количества нефти4 Техническое обслуживание и текущий ремонт резервуаров и резервуарных парков4.1 Организация технического обслуживания и текущего ремонта резервуаров и резервуарных парков4.2 Определение вместимости и базовой высоты резервуаров4.3 Техническое обслуживание и текущий ремонт резервуаров4.4 Особенности обслуживания резервуаров с высокосернистой нефтью4.5 Обслуживание средств измерения уровня отбора проб нефти4.6 Предотвращение накопления и размыв донных отложений4.7 Дренирование подтоварной воды4.8 Контроль за осадкой основания резервуаров4.9 Обслуживание задвижек, трубопроводов обвязки резервуаров, газоуравнительной системы4.10 Обслуживание производственной канализации4.11 Содержание территории

[4.12 Подготовка резервуаров, оборудования, объектов резервуарного парка к эксплуатации в зимний и летний периоды года](#)

[5 Системы защиты резервуаров и их обслуживание](#)

[5.1 Молниезащита](#)

[5.2 Система пожаротушения](#)

[5.3 Система защиты резервуаров от статического электричества](#)

[5.4 Система защиты резервуаров от коррозии](#)

[5.5 Система предупреждений аварий и повреждений](#)

[5.6 АСУ ТП РП](#)

[6 Техническое диагностирование резервуаров](#)

[6.1 Техническое диагностирование вертикальных стальных резервуаров](#)

[6.2 Техническое диагностирование железобетонных резервуаров](#)

[7 Капитальный ремонт резервуаров](#)

[7.1 Капитальный ремонт вертикальных стальных резервуаров](#)

[7.2 Капитальный ремонт железобетонных резервуаров](#)

[8 Очистка резервуаров](#)

[9 Требования по охране труда, охране окружающей среды, пожарной безопасности при эксплуатации резервуаров и резервуарных парков](#)

[9.1 Охрана труда](#)

[9.2 Охрана окружающей среды](#)

[9.3 Пожарная безопасность при эксплуатации резервуаров](#)

[Ссылочные нормативные документы](#)

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ 153-39.4-078-01

ПРАВИЛА ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ И НЕФТЕБАЗ РД

Вводится взамен

РД 39-0147103-385-87 «Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов» и «Правил технической эксплуатации железобетонных резервуаров для нефти», 1976 г.

Срок введения установлен с 10.04.2001 г. (Приказ ОАО АК "Транснефть" № 25 от 12.05.2001 г.)

Руководящий документ разработан Институтом проблем транспорта энергоресурсов (ИПТЭР) и организациями-соисполнителями: Самарской государственной архитектурно-строительной академией (СамГАСА), Научно-техническим центром по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России (НТЦ Промышленная безопасность»), Научно-производственным предприятием «Симплекс» (НПП «Симплекс»), Научно-производственным предприятием «Эколого-аналитический центр» при участии специалистов акционерной компании «Транснефть» и предназначен для инженерно-технических и руководящих работников предприятий, занимающихся эксплуатацией, техническим обслуживанием и ремонтом резервуаров на территории Российской Федерации.

Настоящие Правила распространяются на проектируемые, строящиеся, действующие, реконструируемые, находящиеся на консервации и демонтируемые резервуары и резервуарные парки магистральных нефтепроводов и являются обязательными для всех организаций, осуществляющих их эксплуатацию, а также сторонних ведомств и организаций независимо от их организационно-правовой формы и формы собственности, взаимодействующих с эксплуатируемыми резервуарами и резервуарными парками магистральных нефтепроводов организациями в части, их касающейся.

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Область применения

1.1.1 Настоящий документ устанавливает:

- нормы и требования к использованию по назначению, техническому обслуживанию, диагностированию и ремонту резервуаров для товарной нефти нефтеперекачивающих станций, наливных пунктов, морских и речных терминалов и нефтебаз в системе магистральных нефтепроводов;
- основные положения метрологического обеспечения учета нефти по резервуарам;
- меры по обеспечению безопасного функционирования резервуаров, охраны труда при эксплуатации резервуаров;
- требования к организации и проведению работ персоналом в процессе эксплуатации резервуаров;
- порядок оформления эксплуатационной документации на резервуары.

1.1.2 Положения Правил являются обязательными для всех предприятий, а также сторонних ведомств и организаций (независимо от их организационно-правовой формы и формы собственности), эксплуатирующих резервуары:

- вертикальные стальные со стационарной крышей (РВС);
- вертикальные стальные со стационарной крышей и понтоном (РВСП);
- вертикальные стальные с плавающей крышей (РВСПК);
- железобетонные цилиндрические, прямоугольные (ЖБР, ЖБРП);
- железобетонные с плавающей крышей (ЖБРПК).

1.1.3 Положения Правил относятся к резервуарам, сооруженным по типовым проектам, действовавшим до 1997 г. Для резервуаров, сооруженных по специальным проектам, имеющих новые конструктивные особенности и технологические параметры, должны быть разработаны дополнения к разделам настоящих Правил, отражающие особенности эксплуатации указанных резервуаров.

1.1.4 Терминология, употребляемая в технологических и эксплуатационных документах на резервуар, должна соответствовать настоящим Правилам.

1.1.5 На основе и в соответствии с требованиями настоящих Правил эксплуатирующая организация и ее структурные подразделения организуют разработку новых или корректировку действующих технических условий, регламентов, производственных инструкций и другой документации.

1.1.6 Охрана резервуарного парка предусматривается в составе системы охраны нефтеперекачивающей станции, организованной в соответствии с распоряжениями Правительства Российской Федерации (№ 1503-Р от 28.10.95 г., № 44-Р от 13.01.96 г., № 892-Р от 08.06.96 г.).

1.1.7 Каждый работник предприятия, занимающийся эксплуатацией резервуарных парков, несет персональную ответственность за выполнение требований настоящих «Правил...» в пределах возлагаемых на него обязанностей.

1.1.8 Нарушение положений настоящих «Правил...» влечет за собой ответственность в установленном порядке в зависимости от степени и характера нарушения.

1.1.9 Контроль и ответственность за выполнение настоящих «Правил...» возлагаются на руководителей филиалов, структурных подразделений (НПС, цехов, участков).

1.2 Организация эксплуатации резервуаров и резервуарных парков

1.2.1 Эксплуатация резервуаров и резервуарных парков - это совокупность процессов по приему, хранению и сдачи нефти, испытанию и приемке резервуара в эксплуатацию, его техническому обслуживанию и ремонту.

1.2.1 Эксплуатация резервуаров и резервуарных парков должна осуществляться в пределах каждого предприятия собственными силами и силами привлеченных организаций, имеющих лицензии на выполняемые работы.

1.2.2 Организация эксплуатации резервуаров и резервуарных парков определяется каждым предприятием и отражается в положениях по организации эксплуатации резервуаров и резервуарных парков в целом по предприятию и его филиалам, нефтеперекачивающим и наливным станциям, морским и речным терминалам и нефтебазам.

1.2.3 Основными видами работ (операций) в процессе эксплуатации резервуаров и резервуарных парков являются:

- определение вместимости и градуировка резервуаров;
- оперативно-технологическое обслуживание резервуаров и резервуарных парков (техническое использование резервуаров);

- техническое обслуживание и текущий ремонт резервуарных парков и их отдельных резервуаров;
- техническое диагностирование резервуаров;
- капитальный ремонт резервуаров.

1.2.4 Персонал, ответственный за техническую эксплуатацию резервуаров и резервуарных парков, обязан обеспечить:

- их надежную и безопасную работу;
- разработку и внедрение мероприятий по охране окружающей среды;
- организацию и своевременное проведение технической диагностики, технического обслуживания и ремонта;
- организацию обучения, инструктирование и периодическую проверку знаний подчиненного персонала;
- внедрение и освоение нового оборудования, осуществление автоматизации и телемеханизации резервуаров и резервуарных парков;
- наличие и своевременную проверку защитных средств и противопожарного инвентаря.

1.3 Термины и определения

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

1.3.2 Резервуарный парк - группа (группы) резервуаров, предназначенных для приема, хранения и откачки нефти и размещенных на территории, ограниченной по периметру обвалованием или ограждающей стенкой при наземных резервуарах и дорогами или противопожарными проездами - при подземных резервуарах ([СНиП 2.11.03](#)).

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

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

1.3.5 Техническое обслуживание резервуаров и резервуарных парков - работы по поддержанию работоспособности резервуаров и резервуарных парков.

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

1.3.7 Капитальный ремонт резервуара - комплекс мероприятий по восстановлению технико-эксплуатационных характеристик с заменой или восстановлением элементов конструкций резервуара и оборудования с выводом резервуара из эксплуатации и зачисткой.

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

1.3.9 Авария в резервуарном парке - внезапный выход или истечение нефти в результате полного разрушения или частичного повреждения резервуара, его элементов, оборудования и устройств, сопровождаемые одним или несколькими из следующих событий:

- травматизм со смертельным исходом или с потерей трудоспособности пострадавших;
- воспламенение нефти или взрыв ее паров и газов;
- загрязнение любого водотока, реки, озера, водохранилища или любого другого водоема;
- утечка нефти свыше 10 м^3 .

1.3.10 «Аварийная утечка» в резервуарном парке - неконтролируемый выход (истечение) нефти объемом менее 10 м^3 на территории резервуарного парка без признаков событий, указанных в [1.3.9](#), но требующий проведения ремонтных работ для обеспечения безопасности дальнейшей эксплуатации объекта.

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

1.3.12 Минимально допустимый уровень нефти - предельный минимальный уровень нефти в резервуаре, уменьшение которого приведет к нарушению технологического процесса перекачки или налива.

1.3.13 Максимально допустимый уровень нефти - предельный уровень заполнения резервуара нефтью.

1.3.14 Технологический уровень нефти - уровень, позволяющий вести откачку нефти из резервуара без изменения режима перекачки до минимально допустимого уровня в течение времени, необходимого для выяснения причин и ликвидации простоев, связанных с отказом технологического оборудования,

средств КИП и А на приемном участке нефтепровода, а также вывода этого участка на необходимый режим перекачки.

1.3.15 Максимальный рабочий уровень нефти - уровень ниже максимально допустимого на величину, позволяющую вести прием нефти из нефтепровода в течение установленного времени.

1.4 Виды резервуаров и их технические характеристики

1.4.1 Типы и основные габаритные размеры стальных резервуаров приведены в Приложении А.

1.4.2 Типы и основные габаритные размеры железобетонных резервуаров представлены в Приложении Б.

1.5 Оборудование резервуаров

1.5.1 Перечень оборудования и конструктивных элементов, устанавливаемых на резервуарах, представлен в таблице 1.

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

При капитальном ремонте:

- хлопущи исключаются, вместо них устанавливаются внутренние приемораздаточные устройства;

демонтируются трубные стационарные системы размыва с последующей установкой винтовых устройств;

- при оборудовании резервуаров понтонами, плавающими крышами дыхательная арматура заменяется на вентиляционные патрубки;

- плавающие крыши и понтоны оборудуются опорными стойками регулируемой высоты с установкой на них дополнительных патрубков в эксплуатационном положении.

1.5.3 Дыхательная арматура должна включать дыхательный и предохранительный клапаны, вентиляционные патрубки.

1.5.4 Марки дыхательных клапанов и их технические характеристики приведены в Приложении В.

1.5.5 Суммарная пропускная способность дыхательных клапанов определяется в зависимости от максимальной подачи нефти при заполнении (или опорожнении) резервуара с учетом температурного расширения паровоздушной смеси.

Таблица 1 - Оборудование и конструктивные элементы резервуаров

Наименование оборудования	Наличие в резервуаре			
	РВС	РВСП	РВСПК	ЖБР
1	2	3	4	5
Дыхательный клапан	+			+
Предохранительный клапан	+			+
Вентиляционный патрубок		+	+	
Огневой предохранитель	+	+	+	+
Приемо-раздаточное устройство				+
Приемо-раздаточный патрубок*)	+	+	+	
Пеногенератор	+	+	+	-
Система подслоного пенотушения	+	+	+	+
Компенсирующая система приемо-раздаточных патрубков	+	+	+	+
Пробоотборник	+	+	+	+
Водоспуск с плавающей крыши			+	
Система орошения резервуара	+	+	+	-
Кран сифонный	+	+	+	
Система размыва осадка	+	+	+	+
Погружной насос (для откачки остатков нефти и подтоварной воды)				+
Люки	+	+	+	+
Уровнемер	+	+	+	+
Приборы контроля, сигнализации, защиты	+	+	+	+

*) Приемно-раздаточный патрубок с хлопушей на РВС следует заменить приемно-раздаточным устройством с поворотной заслонкой

1.5.6 Марки предохранительных клапанов и их технические характеристики приведены в Приложении В.

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

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

1.5.9 Дыхательные и предохранительные клапана типа НКДМ, КПП, СМДК, КПП следует заменить на универсальные клапана типа КДС.

Замена предохранительных клапанов КПП и КПП проводится только с одновременной заменой дыхательных клапанов.

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

Описание и технические характеристики клапанов КДС и КДС-2 представлены в Приложении В.

1.5.11 Огневые предохранители (огнепреградители, далее по тексту огневые предохранители) устанавливаются под дыхательными и предохранительными клапанами. При температуре наружного воздуха ниже 0 °С в осенне-зимний период огневые предохранители необходимо демонтировать.

Марки огневых предохранителей и их технические характеристики представлены в Приложении В.

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

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

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

- на резервуарах с плавающей крышей (или понтоном) должны быть установлены вентиляционные патрубки с огневыми предохранителями.

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

1.5.13 На приемно-раздаточном патрубке резервуаров должны предусматриваться компенсирующие системы для снижения усилий, передаваемых технологическими трубопроводами на резервуар.

1.5.14 Резервуар должен быть оборудован отсекающими коренными задвижками.

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

1.5.16 Для предотвращения образования донных отложений и их размыва должна быть предусмотрена система размыва или другое специальное оборудование, имеющее необходимые разрешительные документы на их применение.

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

1.5.18 Резервуары оснащаются сигнализаторами аварийного максимального и минимального уровней нефти, и устройствами измерения уровня нефти.

1.6 Резервуарные парки НПС, морских и речных терминалов и НБ

1.6.1 Полезный объем резервуарных парков нефтепроводов определяется в соответствии с требованиями [ВНТП 2-86](#).

1.6.2 Планировка резервуарного парка, расстояния между стенками резервуаров, вместимость групп резервуаров и расстояния между группами должны соответствовать требованиям [СНиП 2.11.03](#).

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

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

1.6.5 Высота обвалования или ограждающей стены каждой группы резервуаров должна быть на 0,2 м выше уровня расчетного объема разлившейся

жидкости, но не менее 1 м для резервуаров номинальным объемом до 10000 м³ и 1,5 м - для резервуаров объемом 10000 м³ и более.

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

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

Высоту внутреннего земляного вала или стены следует принимать:

- 1,3 м - для резервуаров объемом 10000 м³ и более;
- 0,8 м - для остальных резервуаров.

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

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

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

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

Соединения трубопроводов, прокладываемых внутри обвалования, должны быть, как правило, сварные.

1.6.10 Обвалование резервуаров, нарушенное в связи с ремонтом или реконструкцией, по окончании работ подлежит восстановлению.

1.6.11 В производственно-дождевую канализацию из резервуарного парка должны отводиться:

- производственные сточные воды, образующиеся при сбросе подтоварной воды из резервуаров;
- атмосферные воды, образующиеся в период дождей и таяния снега;
- воды, охлаждающие резервуары при пожаре.

1.6.12 Не допускается сброс в производственно-дождевую канализацию донных отложений, образующихся при зачистке резервуаров. Они должны отводиться в шламонакопители с помощью специальных откачивающих устройств.

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

1.6.14 Колодцы канализационных сетей, расположенные в резервуарном парке, нумеруются в соответствии с технологической схемой.

2 ПРИЕМКА РЕЗЕРВУАРОВ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

2.1 Приемку резервуара после сооружения, монтажа технологического оборудования, подводящих трубопроводов осуществляет рабочая комиссия, в состав которой входят представители заказчика, генерального подрядчика, субподрядных организаций, генерального проектировщика, органов государственного санэпиднадзора, органов государственного пожарного надзора, службы охраны окружающей среды, Госгортехнадзора, технической инспекции труда, профсоюзной организации заказчика или эксплуатационной организации, других заинтересованных органов надзора.

2.2 До начала испытаний резервуаров РВС генеральный подрядчик должен предъявить заказчику всю техническую документацию на резервуар и прочие документы, удостоверяющие качество металла и сварочных материалов; сертификаты, содержащие данные о сварочных работах и результаты проверки качества сварных соединений; акты на скрытые работы по подготовке основания и устройству изолирующего слоя; результаты контроля сварных

соединений смонтированного резервуара, предусмотренного [СНиП 3.03.01](#).

Для резервуаров, покрытых с внутренней стороны защитным антикоррозионным покрытием, должны быть представлены технические характеристики нанесенного материала покрытия, карта-схема покрытия и результаты испытаний на адгезию.

2.3 Испытания конструкции резервуара должны быть проведены в соответствии с требованиями [СНиП 3.03.01](#) и [ВСН 311](#) «Монтаж стальных вертикальных цилиндрических резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов от 100 до 50000 м³».

2.4 Комплекс технических мероприятий по подготовке и проведению приемочных испытаний РВС представлен в Приложении Г.

2.5 До начала испытаний резервуаров ЖБР генеральный подрядчик (строительно-монтажная организация) представляет заказчику документацию в соответствии со [СНиП 3.01.04](#) и [СНиП 3.03.01](#): сертификаты, технические паспорта на качество бетона, класс арматуры, железобетонных элементов конструкций; результаты контроля качества антикоррозионных покрытий сварных соединений, закладных и соединительных деталей; акты на скрытые работы при устройстве фунтового основания с отражением сведений о сохранении естественной плотности грунта и об устройстве водоотвода, бетонной подготовки, слоя скольжения, гидроизоляции днища, днища и фундамента стен с указанием об отсутствии дефектов (трещин, раковин, обнаженной арматуры и т.п.); акты на скрытые работы при монтаже сборных элементов, замоноличивании стыков между железобетонными элементами, навивке кольцевой арматуры, торкретных работах; акты на монтаж и испытания технологического оборудования.

При пропитке или покраске готовой конструкции защитными составами или нанесении облицовочных покрытий заказчику должны быть представлены технические характеристики нанесенного материала покрытия, карта-схема покрытия.

Антикоррозионная защита должна соответствовать [СНиП 2.03.11](#).

2.6 Испытания и приемка в эксплуатацию ЖБР должны быть выполнены в соответствии со [СНиП 3.03.01](#) и СН 383 «Указания по производству и приемке работ при сооружении железобетонных резервуаров для нефти и нефтепродуктов».

2.7 Комплекс технических мероприятий по подготовке и проведению приемочных испытаний ЖБР представлен в Приложении Д.

2.8 Документация, оформляемая при приемке резервуаров и резервуарных парков в эксплуатацию.

2.8.1 На законченный строительством вертикальный стальной резервуар должна быть передана в эксплуатирующую организацию следующая техническая документация:

- проектно-сметная документация на резервуар с внесенными в процессе строительства изменениями (исполнительная документация);
- паспорт резервуара (Приложение Е);
- заводские сертификаты на изготовление стальных конструкций;
- документы, удостоверяющие качество металла, электродов, электродной проволоки, флюсов и прочих материалов, примененных при монтаже;
- заключение по контролю сварных соединений стенки физическим методом со схемами расположения мест контроля;
- копии удостоверений о квалификации сварщиков, выполнявших сварку, с указанием присвоенных им цифровых или буквенных знаков;
- акт на скрытые работы по устройству изолирующего слоя под резервуар;
- акт на приемку основания резервуара под монтаж ([ВСН 311](#));
- акт на испытание сварных соединений днища резервуара ([ВСН 311](#));
- акт на испытание сварных соединений стенки резервуара;
- акт на испытание резервуара наливом воды ([ВСН 311](#));
- акт на испытание сварных соединений кровли резервуара на герметичность ([ВСН 311](#));
- акт на испытание резервуарного оборудования;
- журнал сварочных работ ([СНиП 3.03.01](#));
- акт испытания задвижек резервуара;
- заключение на просвечивание швов гамма-лучами, (только для резервуаров вместимостью 2000 м³ и более, изготовленных из отдельных листов);
- документы о согласовании отступлений от проекта при строительстве;
- ведомость расхода металла при строительстве резервуара (необходимо заполнять только для резервуаров, изготовленных из отдельных листов);
- акт на испытания герметичности сварного соединения стенки с днищем ([ВСН 311](#));

- акт на просвечивание вертикальных монтажных стыков стенки резервуара ([ВСН 311](#));
- градуировочная таблица;
- схема и акт испытания заземления резервуара;
- схема нивелирования основания резервуара;
- акт рабочей комиссии о приемке законченного строительством резервуара в соответствии со [СНиП 3.01.04](#) и «Временным положением о приемке законченных строительством объектов» (Приложение к письму Госстроя России от 09.07.93 г. № БЕ - 19-11/13).

2.8.2 Для резервуара РВС с понтоном или плавающей крышей должны быть также приложены:

- акт испытания сварных соединений центральной части понтона или плавающей крыши на герметичность;
- акт заводских испытаний коробов понтона или плавающей крыши на герметичность и акт испытания их после монтажа;
- акт проверки заземления понтона или плавающей крыши;
- документы, удостоверяющие качество материалов, использованных для уплотняющего затвора;
- ведомость отклонений от вертикали направляющих понтона, патрубков направляющих и наружного борта понтона или плавающей крыши.

2.8.3 Если за давностью строительства техническая документация на резервуар отсутствует, то паспорт должен быть составлен предприятием, эксплуатирующим резервуар, и подписан главным инженером. В этом случае паспорт составляется на основании детальной технической инвентаризации всех частей и конструкций резервуара, а при необходимости - обследования и дефектоскопии (раздел 6).

2.8.4 При приемке железобетонных резервуаров в эксплуатацию после окончания строительства передаваемая заказчику исполнительная документация на строительство резервуара должна содержать:

- комплект рабочих чертежей резервуара, его оборудования и защитных устройств;
- акт на скрытые работы по устройству основания резервуара и изоляции днища;
- акт приемки основания и его нивелировки;
- акты на арматурные и бетонные работы, монтаж и замоноличивание стыков железобетонных конструкций;
- акт на навивку кольцевой предварительно напряженной арматуры в цилиндрических резервуарах;
- акт на торкретирование наружных и внутренних поверхностей резервуара;
- акт на устройство гидроизоляции;
- документы о согласовании отступлений от проекта (в т.ч. журнал производства работ);
- справка лаборатории о содержании в примененном для бетона цементе трехкальциевого алюмината и четырехкальциевого алюмоферрита, введении в бетон специальных добавок, если они требуются по условиям агрессивности грунта;
- журналы производства всех видов работ, а в случае выполнения работ в зимнее время - листы, отражающие значения температуры электропрогрева бетона и тепловой обработки торкретного покрытия;
- сертификаты, технические паспорта, удостоверяющие качество сборных железобетонных конструкций, марку бетона, класс арматуры;
- акты натяжения арматуры;
- журнал производства сварочных работ;
- акты проведения геодезических работ;
- акты монтажа и испытания технологического оборудования;
- акт проверки заземляющих устройств;
- акт замера сопротивления растеканию тока;
- акт готовности резервуара к испытаниям;
- акты испытаний резервуара на прочность, герметичность и на газонепроницаемость покрытия;
- акты приемки резервуара в эксплуатацию в соответствии со [СНиП 3.01.04](#) и «Временным положением о приемке законченных строительством объектов» (Приложение к письму Госстроя России от 09.07.93 г. № БЕ - 19-11/13);
- градуировочная таблица;

- журнал производства строительных и монтажных работ с указанием атмосферных условий в период строительства резервуара;
- паспорт резервуара (Приложение Ж).

Все акты должны быть оформлены в соответствии со:

- [СНиП 3.03.01](#) «Несущие и ограждающие конструкции»;
- [СНиП 3.01.01](#) «Организация строительного производства»;
- [СНиП 3.01.03](#) «Геодезические работы в строительстве»;
- [СНиП 3.02.01](#) «Земляные сооружения, основания и фундаменты»;
- [СНиП 3.01.04](#) «Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов».

2.8.5 После завершения строительства резервуар должен подвергаться следующим видам испытаний:

- испытание на прочность стенки и основания;
- испытание на герметичность стенки, кровли и днища;
- испытание на герметичность плавающей крыши и понтона.

2.8.6 Порядок проведения испытания резервуара изложен в Приложении Г и Д настоящих «Правил...».

3 ТЕХНИЧЕСКОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕЗЕРВУАРОВ

3.1 Эксплуатационная документация

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

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

3.2 Технологическая карта

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

3.2.1 Технологическая карта эксплуатации резервуаров составляется на основе:

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

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

В Приложении И приведены рекомендуемые формы технологических карт эксплуатации резервуаров для различных вариантов их использования и

пояснения по их заполнению. На основании указанных форм предприятия должны разработать технологические карты эксплуатации резервуаров, исходя из конкретных условий работы, при необходимости дополнить и уточнить описание и содержание граф.

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

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

Технологические карты должны находиться в диспетчерских пунктах предприятий, филиалов и в операторных перекачивающих и наливных станций, морских и речных терминалов, нефтебаз.

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

3.3 Схемы перекачки

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

«через резервуары»;

«с подключенными резервуарами»;

«из насоса в насос».

3.3.2 При перекачке по схеме «через резервуары» нефть принимается поочередно в один или группу резервуаров нефтеперекачивающей станции, подача на следующую НПС осуществляется из другого резервуара или группы резервуаров.

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

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

3.3.4 При перекачке по схеме «из насоса в насос» резервуары промежуточных нефтеперекачивающих станций отключаются. Они используются только для приема нефти из трубопровода во время аварии или ремонта линейной части нефтепровода.

3.4 Режим эксплуатации резервуаров

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

3.4.2 При заполнении после окончания строительства резервуара или после его капитального ремонта скорость движения нефти в приемо-раздаточном патрубке не должна превышать 1 м/с до полного затопления струи, а в резервуарах с понтоном или плавающей крышей - до их всплытия, независимо от диаметра патрубка и емкости резервуара.

3.4.3 Для обеспечения электростатической безопасности скорость нефти в приемо-раздаточном патрубке при заполнении резервуаров всех типов после затопления струи не должна превышать максимально допустимой величины, представленной в таблице 2.

Таблица 2 - Максимально допустимая скорость истечения нефти в резервуары для обеспечения электростатической безопасности

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

3.4.4 Максимальная производительность заполнения (опорожнения) резервуара, оборудованного дыхательными и предохранительными клапанами или

вентиляционными патрубками, должна быть установлена с учетом максимально возможного расхода через них паровоздушной смеси.

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

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

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

3.4.5 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 максимальной рабочей высоты налива.

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

3.4.6 Опорожнение резервуаров с плавающей крышей или понтоном условно делится на 2 периода:

- первый период - от начала опорожнения до посадки плавающей крыши (понтон) на опоры. Опорожнение резервуара может производиться со скоростью опускания плавающей крыши (понтон), предусмотренной проектом;
- 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 огневых предохранителей во избежание смятия днища плавающей крыши или понтона.

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

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

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

- во время эксплуатации рабочее избыточное давление в газовом пространстве должно быть не более 2 кПа (200 мм вод. ст.), вакуум - не более 0,25 кПа (25 мм вод. ст.);
- предохранительные клапаны должны быть отрегулированы на давление 2,3 кПа (230 мм вод. ст.) и вакуум 0,4 кПа (40 мм вод. ст.).

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

3.4.9 Максимально допустимый уровень нефти при заполнении резервуара устанавливается с учетом высоты монтажа пенокамеры, а в резервуарах с понтоном - пенокамеры и понтона, а также запаса емкости на возможное объемное расширение нефти и прием ее в течение времени передачи соответствующих распоряжений и отключения резервуара.

Для резервуаров, находящихся в длительной эксплуатации и имеющих коррозионный износ и другие дефекты несущих элементов стенки, максимально допустимый уровень нефти устанавливается по результатам технического диагностирования состояния резервуара.

3.4.10 Минимально допустимым уровнем нефти в резервуаре является минимальный уровень, при котором предотвращаются кавитация в системе «резервуар - насос» и воронкообразование в резервуаре.

Расчетный минимально допустимый уровень должен быть выше минимально допустимого уровня на величину, необходимую для устойчивой работы откачивающих агрегатов в течение времени передачи соответствующих распоряжений по остановке агрегатов и отключения резервуаров.

3.4.11 Минимально допустимый уровень нефти в резервуаре с понтоном (плавающей крышей) устанавливается исходя из условия нахождения понтона (плавающей крыши) на плаву.

3.4.12 В резервуарах, работающих в режиме «подключенных», устанавливается технологический уровень.

При создании запаса нефти для обеспечения независимой работы НПС в течение заданного времени в части резервуаров парка оставшая часть может откачиваться до минимально допустимого уровня.

3.4.13 Максимальные рабочие уровни в резервуарах, работающих в режиме «подключенных», определяются исходя из условия обеспечения запаса свободной их емкости для сброса и приема нефти в течение 2-х часов работы нефтепровода с максимальной производительностью.

При невозможности создания запаса емкости для двухчасового приема нефти определяют возможный объем резервирования на данной НПС и время, необходимое для заполнения этой резервной емкости принимаемой нефтью.

При резервировании «свободной емкости» только в части резервуаров парка остальные резервуары могут заполняться до максимально допустимого уровня.

3.5 Измерения и учет количества нефти

3.5.1 Определение массы нефти по градуированным резервуарам выполняют при оперативных измерениях, приемо-сдаточных операциях и инвентаризации нефти.

В системе учета предприятий резервуары являются резервным средством измерения.

3.5.2 Для расчета массы брутто нефти в резервуаре необходимо определять объем, плотность и температуру нефти, для расчета массы нетто дополнительно определять содержание балласта в нефти.

Предел допускаемой суммарной относительной погрешности измерения массы нетто в соответствии с ГОСТ 26976 не должен превышать $\pm 0,5\%$.

3.5.3 По измеренным уровням нефти и подтоварной воды в резервуаре и градуировочной таблице определяется объем нефти. Плотность нефти и массовую долю балласта определяют по объединенной пробе, отобранной из резервуара. Измеренное значение плотности приводят к средней температуре нефти в резервуаре.

3.5.4 Определение уровня нефти

3.5.4.1 Измерение уровня нефти в резервуарах должно проводиться с помощью стационарных уровнемеров в соответствии с инструкцией по эксплуатации таких устройств, обеспечивающих точность определения массы в соответствии с ГОСТ 26976 (погрешность измерения уровня стационарными уровнемерами ± 3 мм для применения в приемо-сдаточных операциях, а также при проведении инвентаризации нефти, и ± 10 мм для оперативного учета - в соответствии с МИ 2105).

Допускается измерять уровень нефти в резервуаре вручную измерительной металлической рулеткой с лотом (грузом), соответствующей [ГОСТ 7502](#), с ценой деления шкалы 1 мм или другими средствами измерения, допущенными к применению Госстандартом, с аналогичными или лучшими характеристиками.

3.5.4.2 Все средства измерений должны быть поверены и иметь действующие свидетельства о поверке или оттиски доверительных клейм.

Периодичность государственной поверки устанавливается Госстандартом при прохождении средством измерения испытания на утверждение типа.

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

3.5.4.4 При приемо-сдаточных операциях измерение уровня в резервуаре проводят после отстоя нефти продолжительностью не менее двух часов с момента окончания заполнения.

3.5.4.5 При измерении уровня вручную опускать и поднимать лот следует так, чтобы стальная лента рулетки все время скользила по направляющей канавке замерного люка.

3.5.4.6 Измерение уровня рулеткой с лотом осуществляется в следующей последовательности:

3.5.4.6.1 Проверяют базовую высоту - расстояние по вертикали между днищем или базовым столиком в точке касания лота рулетки и риской планки замерного люка. Полученный результат сравнивают с известной величиной базовой высоты.

Если базовая высота отличается от полученного результата более чем на 0,1 %, необходимо выяснить и устранить причины изменения базовой высоты.

На период, необходимый для выяснения и устранения причин изменения базовой высоты, разрешается измерения уровня нефти выполнять по высоте

пустоты резервуара в соответствии с [3.5.4.6.5](#).

Если базовая высота отличается от полученного результата менее чем на 0,1 %, осуществляются действия в соответствии с [3.5.4.6.2-3.5.4.6.4](#).

3.5.4.6.2 Опускают ленту рулетки с лотом медленно до касания лотом днища или базового столика, не допуская отклонения лота от вертикального положения, не задевая за внутреннее оборудование и сохраняя спокойное состояние поверхности нефти.

3.5.4.6.3 Поднимают ленту рулетки строго вверх, без смещения в сторону, чтобы избежать искажения линии смачивания на ленте рулетки.

3.5.4.6.4 Отсчет на ленте рулетки производят с точностью до 1 мм сразу после появления смоченной части ленты рулетки над замерным люком.

3.5.4.6.5 Для измерения высоты пустоты рулетка с грузом опускается ниже уровня нефти. Первый отсчет (верхний) берется по рулетке на уровне риски планки замерного люка. Для облегчения измерения и расчетов высоты пустоты рекомендуется при проведении измерения совмещать отметку целых значений метра на шкале рулетки с риской планки замерного люка. Затем рулетку поднимают строго вверх без смещения в стороны и берут отсчет на месте смоченной части ленты (или лота) нефтью (нижний отсчет).

Высота пустоты находится как разность верхнего и нижнего отсчетов по рулетке.

Уровень нефти в резервуаре определяется вычитанием полученного значения из паспортной величины базовой высоты (высотного трафарета) для данного резервуара.

3.5.4.6.6 Измерение уровня в каждом резервуаре проводят дважды. Если результаты измерений отличаются на 1 мм, то в качестве результата измерения принимается их среднее значение. Если полученное расхождение измерений более 1 мм, измерения повторяют еще дважды и берут среднее по трем наиболее близким измерениям.

3.5.4.6.7 Определение уровня подтоварной воды производят лотом с помощью водочувствительной ленты, пасты или другими измерителями уровня подтоварной воды, сертифицированными Госстандартом.

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

Определение уровня подтоварной воды в резервуарах следует выполнять согласно [3.5.4.6](#). Определение уровня подтоварной воды должно быть повторено, если на ленте или пасте он обозначается нечетко, с косой линией или на неодинаковой высоте с обеих сторон, что указывает на наклонное положение лота при измерении.

Определив уровень подтоварной воды с помощью водочувствительной ленты или пасты, по градуировочной таблице резервуара находят объем подтоварной воды.

3.5.4.7 Каждый резервуар, независимо от наличия уровнемера, должен быть оборудован сигнализаторами предельных уровней (верхнего и нижнего).

3.5.4.8 В резервуарах с газовой обвязкой измерение уровня и отбор проб нефти должны выполняться с помощью приборов, предусмотренных проектом.

Допускается выполнение измерений уровня и отбор проб вручную. При этом необходимо соблюдать следующий порядок операций:

- отсоединить резервуар от газоуравнительной системы закрытием задвижки на трубопроводе газовой обвязки;
- замерить уровень или отобрать пробу нефти;
- замерный люк плотно закрыть и затянуть;
- открыть задвижку на трубопроводе газовой обвязки.

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

3.5.4.10 Резервуары, используемые для сернистых нефтей (где возможно выделение сероводорода), должны быть оборудованы приборами, исключающими замеры уровня и отбор проб нефти через замерный люк.

При необходимости измерение уровня и отбор проб через замерный люк следует выполнять в фильтрующем противогазе в присутствии наблюдающего (страхующего) работника.

3.5.5 Отбор проб нефти из резервуара

3.5.5.1 Отбор проб из резервуара должен осуществляться в соответствии с ГОСТ 2517.

3.5.5.2 Отбор проб производится после двухчасового отстоя нефти в резервуаре с момента окончания заполнения.

3.5.5.3 Пробу нефти из резервуара с понтоном или плавающей крышей отбирают из перфорированной колонны.

3.5.5.4 Точечные пробы нефти отбирают с трех уровней:

- верхнего - на 250 мм ниже поверхности нефти;

- среднего - с середины высоты столба нефти;

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

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

3.5.5.6 Точечные пробы при высоте уровня нефти в резервуаре не выше 2000 мм отбирают с верхнего и нижнего уровней согласно 3.5.5.4. Объединенную пробу составляют смешением одинаковых по объему точечных проб верхнего и нижнего уровней.

3.5.5.7 При отборе пробы с целью определения температуры и плотности нефти пробоотборник необходимо выдержать на заданном уровне до начала его заполнения не менее пяти минут. Допускается вместо выдержки термостатического пробоотборника в течение пяти минут ополаскивать его нефтью, отобранной с уровня, на котором должна быть измерена температура или плотность.

3.5.5.8 Смешение, хранение, упаковка и маркировка отобранных проб производятся в соответствии с требованиями ГОСТ 2517.

3.5.6 Определение средней температуры

3.5.6.1 Температуру нефти в резервуаре определяют с помощью стационарных или переносных датчиков температуры, или путем измерения температуры проб, отбираемых из резервуара по ГОСТ 2517.

3.5.6.2 Измерение средней температуры нефти в резервуаре с помощью стационарных или переносных датчиков температуры производят в соответствии с инструкцией по эксплуатации таких устройств.

3.5.6.3 Для измерения температуры применяют термометры по ГОСТ 28498, ГОСТ 400-80Е, ТЛ № 4, ТУ 25-2021-003-86.

3.5.6.4 При отборе точечных проб температуру нефти в пробе определяют немедленно после отбора пробы. При этом переносной пробоотборник выдерживают на уровне отбираемой пробы до начала его заполнения не менее пяти минут.

Отсчет по термометру берут с точностью до целого деления шкалы, при этом должны использоваться термометры с ценой деления не более 0,5 °С.

3.5.6.5 Среднюю температуру нефти в резервуаре рассчитывают по температуре точечных проб, используя соотношение для составления объединенной пробы из точечных по ГОСТ 2517 (3.5.5.5-3.5.5.6).

3.5.6.5.1 Измерение температуры нефти в резервуаре при высоте уровня более 2000 мм производится по пробам нефти, отобранным с трех уровней, указанных в 3.5.5.4.

Средняя температура нефти в резервуаре (t) определяется расчетным путем по формуле:

$$t = \frac{t_g + 3t_c + t_n}{5}, \quad (1)$$

где t_g , t_c , t_n - температура нефти в пробе, отобранной с верхнего, среднего и нижнего уровней соответственно.

3.5.6.5.2 Измерение температуры нефти в резервуаре при высоте уровня не выше 2000 мм производится по пробам нефти, отобранным с верхнего и нижнего уровней согласно 3.5.5.4.

Средняя температура нефти определяется по формуле:

$$t = \frac{t_g + t_n}{2}. \quad (2)$$

3.5.6.6 Средства измерения температуры должны быть поверены и иметь действующие свидетельства о поверке и соответствующие клейма.

Периодичность поверки устанавливается Госстандартом.

4 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ РЕЗЕРВУАРОВ И РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ

4.1 Организация технического обслуживания и текущего ремонта резервуаров и резервуарных парков

4.1.1 Для поддержания резервуарных парков и отдельных резервуаров в работоспособном состоянии, в период между капитальными ремонтами, должны проводиться их своевременное и качественное техническое обслуживание и текущий ремонт.

Техническое обслуживание и текущий ремонт резервуаров и других составных частей резервуарного парка осуществляются силами и средствами перекачивающих станций, наливных пунктов и нефтебаз.

4.1.2 Техническое обслуживание резервуарного парка 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, системе пожаротушения резервуарного парка.

Техническое обслуживание проводится согласно инструкциям заводов-изготовителей, отраслевым руководящим документам и инструкциям по эксплуатации резервуаров, оборудования, приборов, систем, разработанным с учетом конкретных условий предприятия или его филиалов.

Обход и осмотр резервуаров и резервуарного парка должен осуществляться, по графику и инструкциям, утвержденным главным инженером филиала предприятия, с записью в журнале осмотров и ремонта резервуаров и отметкой об устранении недостатков:

ежедневно обслуживающим персоналом в соответствии с должностными инструкциями;

еженедельно - лицом, ответственным за эксплуатацию резервуарных парков;

ежемесячно - руководством станции, нефтебазы;

ежеквартально, выборочно - комиссией производственного контроля (КПК) структурного подразделения;

один раз в год, выборочно - комиссией производственного контроля (КПК) предприятия.

По результатам комиссионного осмотра резервуарного парка составляются акты с отражением в них выявленных недостатков.

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

Текущий ремонт резервуарного парка в целом или отдельных его резервуаров осуществляется по мере необходимости по результатам осмотра резервуарных парков КПК всех уровней и ответственными лицами станций, наливных пунктов, нефтебаз, филиалов предприятий.

4.1.4 Ответственность за организацию и осуществление технического обслуживания и текущего ремонта резервуарных парков, резервуаров и оборудования установленного на резервуаре и в резервуарном парке возлагается на должностное лицо (специалиста), на которого по должностному положению (инструкции) возложены функции по содержанию и обслуживанию резервуарных парков.

4.2 Определение вместимости и базовой высоты резервуаров

4.2.1 Для каждого резервуара, используемого в системе магистрального транспорта нефти, должна быть определена его вместимость и составлена градуировочная таблица.

4.2.2 Вместимость стальных вертикальных цилиндрических резервуаров определяют согласно МИ 1823-87, [ГОСТ 8.570](#), железобетонных цилиндрических резервуаров - согласно РД 50-156-79.

4.2.3 Основанием для проведения работ по измерениям вместимости и градуировке резервуаров являются истечение срока действия градуировочных таблиц; ввод резервуаров в эксплуатацию после строительства и ремонта, который мог повлиять на его вместимость.

4.2.4 Измерения вместимости и градуировка резервуаров могут проводиться собственными силами предприятия или службами юридических лиц, получивших право (аккредитованных) на проведение указанных работ в порядке, установленном Госстандартом РФ.

4.2.5 Перед выполнением работ по измерениям вместимости и градуировке резервуаров издается приказ по предприятию или его филиалу о назначении комиссии по проведению работ с указанием сроков их выполнения.

В состав комиссии (с указанием в приказе фамилии, должности и места работы) включаются операторы (поверители), проводящие градуировку; материально-ответственное лицо; лицо, предоставляющее техническую документацию; если резервуар предназначен для учетно-расчетных операций - представитель территориального органа Госстандарта.

4.2.6 Перед выполнением измерений вместимости резервуара объемным методом и измерений элементов внутри резервуара при геометрическом методе

резервуар должен быть полностью опорожнен и зачищен от остатков нефти.

4.2.7 Результаты обработки измерений вместимости резервуаров оформляются комплектом документов, в состав которого входят:

- титульный лист;
- протокол измерений;
- эскиз резервуара;
- градуировочная таблица;
- журнал обработки результатов измерений;
- акт измерения базовой высоты (прикладывается к градуировочной таблице ежегодно).

4.2.8 Протокол измерений подписывается председателем комиссии и ее членами, титульный лист и последняя страница градуировочной таблицы - председателем комиссии и, в случае привлечения подрядной организации, ее ответственным представителем. Подписи на титульном листе и последней странице градуировочной таблицы заверяются печатями.

4.2.9 Градуировочные таблицы на резервуары, предназначенные для оперативного контроля, утверждает главный инженер предприятия или его филиала; на резервуары, предназначенные для приемо-сдаточных операций, - руководитель территориального органа Госстандарта.

Программы, разработанные для расчета градуировочных таблиц на ЭВМ, подлежат утверждению во ВНИИР.

4.2.10 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.

4.2.11 Для каждого резервуара должна быть определена базовая высота - расстояние по вертикали от днища (базового столика) до верхнего края замерного люка в постоянной точке измерения.

4.2.12 Базовую высоту резервуара следует измерять ежегодно. Результаты измерений должны быть оформлены актом, который прилагается к градуировочной таблице. Значение базовой высоты в мм наносится несмываемой краской вблизи замерного люка.

4.3 Техническое обслуживание и текущий ремонт резервуаров

4.3.1 Осмотр и техническое обслуживание резервуаров должны проводиться в соответствии с картами технического обслуживания (таблицы [3-6](#)).

При осмотре РВС необходимо обратить внимание на:

- утечки нефти;
- образование трещин по сварным швам и основному металлу;
- появление вмятин;
- неравномерную осадку резервуара.

4.3.2 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 с проектными на величину, определяемую на основе результатов диагностирования состояния резервуара.

4.3.3 Визуальный осмотр поверхности понтона должен проводиться в верхнем его положении через световой люк. При осмотре необходимо проверить наличие или отсутствие отпотин или нефти на ковре понтона и в открытых коробах.

4.3.4 Плавающую крышу необходимо осматривать с верхней кольцевой площадки. При осмотре необходимо проверить положение плавающей крыши, ее горизонтальность, отсутствие нефти в центральной части плавающей крыши, зимой - наличие снега на плавающей крыше, состояние защитных щитков кольцевого уплотняющего затвора, положение задвижки системы водоспуска.

4.3.5 При техническом обслуживании резервуара с плавающей крышей следует проверить состояние катушек лестницы, погружение плавающей крыши, проверить отсутствие нефти в коробах и в отсеках между ними, техническое состояние затвора и его элементов, ливнеприемника.

4.3.6 Для удобства обслуживания следует каждому коробу плавающей крыши присвоить порядковый номер, написать несмываемой краской, начиная с короба, расположенного над приемо-раздаточным патрубком, и далее по часовой стрелке.

4.3.7 На ЖБР с водонаполненным покрытием в условиях плюсовой температуры уровень водяного экрана должен постоянно поддерживаться на

проектной отметке.

На ЖБР с земляной насыпью на кровле поверхность должна быть спланирована.

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

4.3.10 Текущий ремонт проводится в плановом порядке без очистки резервуара по заранее разработанному графику.

4.3.11 При текущем ремонте РВС выполняются следующие работы:

- ремонт кровли, верхних поясов стенки с применением эпоксидных или иных клеевых соединений;
- ремонт сифонных кранов;
- набивка сальников задвижек;
- ремонт отстойки;
- ремонт заземления;
- окраска;
- подтяжка болтов;
- замена кассет на огневых предохранителях;
- ремонт прочего оборудования, расположенного с внешней стороны резервуара, который может быть выполнен без вывода резервуара из эксплуатации.

4.3.12 При текущем ремонте ЖБР 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;

- набивка сальников задвижек;
- ремонт заземления;
- замена кассет на огневых предохранителях.

Таблица 3 - Карта технического обслуживания резервуара со стационарной крышей

Наименование объекта	Сроки проведения работ	Перечень работ
1	2	3
1. Резервуар в целом	Ежедневно в светлое время суток	Проверить визуально внешнее состояние. Обратить внимание на сварные вертикальные и горизонтальные швы нижних поясов, окрайки днища
2. Дыхательный клапан	Не реже: 2 раз в месяц в весенне-летний период; 1 раза в неделю в осенне-зимний период	Седла тарелок очистить от окиси металла, грязи и пр., что препятствует клапанам свободно перемещаться вверх и вниз. Тарелки клапанов несколько раз повернуть, прижимая их к седлу. Не допускать заедания, примерзания клапанов, обмерзания предохранительных сеток, закрывающих наружные отверстия дыхательных клапанов
3. Огневой предохранитель на резервуаре	Не реже: 1 раза в месяц в весенне-летний период	Снять крышку огневого предохранителя, проверить исправность и чистоту пакетов, удалить с них пыль, проверить плотность крышки и фланцевых соединений, правильность расположения пластин или гофрированной и плоской металлических лент в пакете
4. Предохранительный клапан	Не реже: 2 раз в месяц в весенне-летний период; 1 раза в 10 дней в осенне-зимний период	Проверить качество и паспортный уровень масла, горизонтальность колпака, чистоту сетчатой перегородки. При снижении уровня жидкости в гидрозатворе долить жидкость той же марки. При обнаружении удалить с внутренней поверхности колпака снег, лед, иней
5. Люки: световой, люк-лаз	Не реже 1 раза в месяц	Проверить визуально наличие прокладок и затяжку болтов фланцевых соединений
6. Уровнемер	Каждый раз перед пользованием, но не реже 1 раза в месяц	Проводить контрольную проверку правильности показаний прибора в соответствии с инструкцией завода-изготовителя
7. Перепускное устройство	Не реже 2 раз в месяц	Проверить плавность открытия-закрытия вентиля
8. 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
9. Приемно-раздаточные патрубки	Каждый раз при приеме-отпуске, но	Проверить герметичность сварных швов

	не реже 2 раз в месяц	
10. Системы пенотушения	Сроки и порядок технического обслуживания систем пожаротушения осуществляется в соответствии с нормативными документами ГУГПС МВД России	
11. Генератор пены ГПС	1 раз в месяц	Проверить состояние уплотнений монтажного фланца и растворопровода; внешний вид генератора; состояние рычажной системы; состояние защитной сетки
	1 раз в год	Проверка срабатывания ручного привода; промывка и чистка сеток кассеты; промывка, чистка и смазка шарнирных соединений; промывка и чистка распылителя; выявление и исправление мест коррозии и отслаивания покрытий; проверка состояний контактных поверхностей деталей из цветных металлов; проверка уплотнения выходного отверстия генератора на герметичность
12. Лестница шахтная	Перед пользованием, но не реже 1 раза в месяц	Следить за исправностью, не допускать загромождения посторонними предметами, не допускать присутствия наледи в осенне-зимний период
13. Основание и фундамент	В первые 4 года эксплуатации - 1 раз в год;	Следить за осадкой основания, проводить нивелирование окрайки днища
	в последующие - 1 раз в 5 лет или при диагностике	Проводить нивелирование окрайки днища
14. Система размыва донных отложений	В соответствии с инструкцией по ее эксплуатации	Контрольный пуск с целью проверки целостности и пропускной способности системы

Таблица 4 - Карта технического обслуживания резервуара с понтоном

Наименование объекта	Сроки проведения работ	Перечень работ
1	2	3
1. Резервуар в целом и его оборудование	Те же, что и для резервуара со стационарной крышей за исключением дыхательной арматуры	
2. Понтон стальной с открытыми отсеками	2 раза в год	Проверить наличие нефти на поверхности понтона
3. Вентиляционный патрубок с огневым предохранителем	2 раза в год	Проверить целостность кассеты огневого предохранителя, плотность прилегания кассеты к прокладке в корпусе, плотность и непроницаемость корпуса огневого предохранителя и фланцевых соединений. Очистить от пыли. При температуре наружного воздуха ниже 0 °С огневые предохранители необходимо снять

Таблица 5 - Карта технического обслуживания резервуара с плавающей крышей

Наименование объекта	Сроки проведения работ	Перечень работ
1	2	3
1. Резервуар в целом	Ежедневно	Те же, что и для резервуара со стационарной крышей
2. Кольцо жесткости	2 раза в год	Проверить визуально внешнее состояние
3. Дополнительные кольца жесткости	2 раза в год	Проверить визуально внешнее состояние
4. Плавающая крыша Центральная часть	Ежедневно, в светлое время	Проверить наличие отпотин или нефти
5. Короба плавающей крыши	1 раз в квартал	Открыть крышки люков всех коробов и отсеков между коробами и проверить наличие отпотин или нефти в коробах
6. Люк световой	1 раз в месяц	Проверить визуально наличие прокладок и затяжку болтов фланцевых соединений
7. Лестница шахтная Площадка - Переход	Перед пользованием, но не реже 1 раза в месяц	Проверить исправность, не допускать загрязнения, загромождения посторонними предметами, присутствия наледи в осенне-зимний период
8. Лестница катучая	Каждую смену или перед каждым заполнением-опорожнением	Обратить внимание на состояние верхнего узла вращения
9. Ферма опорная	1 раз в неделю	Зимой обращать внимание на образование наледи, своевременно удалять ее
10. Водоспуск	Ежедневно	Открыть задвижку водоспуска на несколько витков и убедиться в отсутствии выхода нефти из открытого

		крана водоспуска
11. Ливнеприемник	Ежедневно	Проверить техническое состояние сетки ливнеприемника. По мере засорения сетки очищать ее от пыли, грязи, зимой - от обледенений
12. Огневой предохранитель	1 раз в месяц	Проверить целостность кассеты огневого предохранителя, плотность прилегания кассеты к прокладке в корпусе, плотность и непроницаемость корпуса огневого предохранителя и фланцевых соединений. При температуре наружного воздуха ниже 0 °С огневые предохранители необходимо снять
13. Затвор у направляющей стойки	2 раза в год	Проверить степень износа трущихся поверхностей
14. Затвор уплотняющий	2 раза в год	Проверить техническое состояние мембраны, пружин и рычагов затвора, степень износа трущихся частей затворов. Обратит внимание на плотность прилегания затвора к стенке резервуара. Не допускать скопления пыли и грязи на щитке затвора

Таблица 6 - Карта технического обслуживания железобетонных резервуаров

Наименование объекта 1	Сроки проведения работ 2	Перечень работ 3
1. Резервуар в целом	Ежедневно	Осмотр покрытия и состояния обсыпки резервуара, проверка наличия нефти в дренажных колодцах, камере управления задвижками
2. Люк-лаз, световые люки	1 раз в месяц (без вскрытия люков)	Проверять визуально наличие прокладок и затяжку болтов фланцевых соединений (герметичность фланцевых соединений)
3. Замерный люк	Каждый раз при использовании, но не реже 1 раза в месяц	Следить за исправным состоянием шарнира (крышки) и прокладочных колец
4. Дыхательный клапан	Не реже: 2 раз в месяц в весенне-летний период; 1 раза в неделю в осенне-зимний период	То же, что для резервуаров РВС (таблица 4)
5. Огневой предохранитель на резервуаре	1 раз в месяц в весенне-летний период; 2 раза в месяц в осенне-зимний период	То же, что для резервуаров РВС (таблица 4)
6. Предохранительный клапан	2 раза в месяц в весенне-летний период; 1 раз в 10 дней в осенне-зимний период	То же, что для резервуаров РВС (таблица 4)
7. Уровнемер	Каждый раз перед использованием, но не реже 1 раза в месяц	Проводить контрольную проверку правильности показаний прибора в соответствии с инструкцией завода-изготовителя
8. Зачистное устройство для удаления подтоварной воды (погружной насос и др.)	Не реже 2 раз в месяц	Пробные пуски двигателя насоса
9. Система размыва и предотвращения накоплений донных отложений	В соответствии с инструкцией по их эксплуатации	Контрольный пуск с целью проверки целостности и пропускной способности системы
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 проектной отметке
11. Лестница наружная	Ежедневно	Проверять визуально внешнее состояние лестницы, отсутствие наледи в осенне-зимний период
12. Приемо-раздаточные трубопроводы в камере управления Задвижки	Ежедневно Ежедневно	Проверять визуально внешнее состояние Проверять визуально внешнее состояние, герметичность сальниковых уплотнений
13. Приемо-раздаточное устройство (приемо-раздаточный патрубок, хлопуша, донный клапан и механизм управления ими)	Не реже 1 раза в месяц	Проверка исправности механизма управления донным клапаном
14. Осадка резервуара	2 раза в год в первые 5 лет эксплуатации, далее 1 раз в 5 лет	Проверка осадки резервуара проводится нивелировкой покрытия в точках, указанных в журнале регистрации нивелирных отметок
15. Откосы обсыпки	Ежедневно в весенне-летний период	Проверка целостности растительного покрытия обсыпки

Железобетонный резервуар с плавающей крышей ЖБРПК

Кольцо жесткости, плавающая крыша (центральная часть), короба плавающей крыши, люк световой, лестница катучая, ферма опорная, водоспуск, ливнеприемник, огневой

4.4 Особенности обслуживания резервуаров с высокосернистой нефтью

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

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

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

4.4.4 Резервуары с высокосернистой нефтью должны быть оборудованы стационарными уровнемерами. Ручной замер уровня и отбор пробы допускаются при соблюдении правил охраны труда при работе с высокосернистыми нефтями.

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

4.4.6 Резервуары с высокосернистыми нефтями должны иметь внутренние защитные покрытия от коррозии.

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

4.4.7.1 При проведении работ с высокосернистыми нефтями для обеспечения безопасности очищаемую поверхность следует содержать во влажном состоянии в соответствии с ППР на очистку.

4.4.7.2 Пропарку РВС следует проводить при закрытом нижнем люке резервуара, а конденсат дренировать в канализацию.

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

4.4.7.3 Пропарку ЖБР следует проводить подачей пара через верхние люки.

4.4.8 Пирофорные отложения, извлеченные из резервуара, поддерживаются в увлажненном состоянии, обезвреживаются в специальных установках или размещаются в отведенных местах, согласованных с территориальными органами санэпиднадзора и органами, специально уполномоченными в области охраны окружающей среды и экологической безопасности. Размещение отходов выполняется в соответствии с действующим законодательством по охране окружающей природной среды и экологической безопасности.

4.5 Обслуживание средств измерения уровня отбора проб нефти

4.5.1 Обслуживание средств измерения уровня нефти и отбора проб в резервуаре выполняется в соответствии с инструкциями по эксплуатации этих средств.

4.5.2 Устройства учета и отбора проб должны подвергаться контролю технического состояния с периодичностью, установленной технической документацией на указанное средство.

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

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

4.5.5 Средства измерений должны быть в исправном состоянии и поверены.

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

4.5.7 При отборе проб нельзя допускать разлива нефти. В случае разлива нефти ее следует удалить. Запрещается оставлять на кровле резервуара ветошь, паклю, посторонние предметы.

4.5.8 Водочувствительные ленты, применяемые для измерения уровня подтоварной воды, должны храниться в плотно закрытых футлярах, пересыпанные тальком или мелом. Качество ленты следует систематически проверять.

4.6 Предотвращение накопления и размыв донных отложений

4.6.1 В целях предотвращения накопления на днище резервуара осадков, а также для их удаления должны устанавливаться, размывающие системы - винтовые устройства.

4.6.2 Эксплуатация систем предотвращения накопления донных отложений должна проводиться в соответствии с технической документацией.

4.6.3 Размыв осадка проводится по графикам, утвержденным главным инженером филиала предприятия.

4.6.4 Все работы по размыву донных отложений (подготовка резервуара, контроль за ходом размыва, качеством откачиваемой нефти в смеси с размывными донными отложениями) должны выполняться в соответствии с «Инструкцией по размыву донных отложений на НПС», утвержденной главным инженером филиала предприятия.

После окончания размыва донных осадков нефть следует откачать до минимально допустимого технологического (рабочего) уровня взлива.

4.6.5 По окончании размыва осадка и откачки нефти из резервуара необходимо провести замер высоты донных осадков в установленных точках. При неудовлетворительных результатах цикл размыва следует повторить.

4.6.6 Результаты измерений высоты донных осадков следует занести в журнал учета наличия и размыва донных осадков.

4.7 Дренаживание подтоварной воды

4.7.1 На НПС, оснащенных очистными сооружениями или имеющих возможность очистки сточных вод, подтоварная вода, образующаяся в резервуарах при отстое нефти, должна периодически отводиться в производственную канализацию.

4.7.2 Частота дренаживания подтоварной воды зависит от содержания воды в нефти, режима работы резервуаров (для резервуаров, работающих в режиме «прием-сдача», - перед проведением каждого измерения).

4.7.3 При удалении подтоварной воды необходим контроль за ее стоком. Не допускается вытекание нефти.

4.7.4 Измерение уровня подтоварной воды проводится в соответствии с требованиями [3.5.4.6.7](#).

4.7.5. Подтоварная вода из РВС удаляется через сифонный кран.

Сифонный кран необходимо осматривать при каждом дренаживании 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.

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

4.8 Контроль за осадкой основания резервуаров

4.8.1 Для обеспечения надежной работы резервуаров в процессе эксплуатации необходимо осуществлять контроль за осадкой основания резервуаров.

4.8.2 Контроль за осадкой основания РВС заключается в нивелировании окрайки днища по наружному периметру резервуара в процессе его эксплуатации. По результатам нивелирования составляются акты (Приложения К, Л).

4.8.3 В первые четыре года эксплуатации нивелирование должно проводиться ежегодно в абсолютных отметках окрайки днища или верха нижнего пояса не менее чем в восьми точках, но не реже чем через 6 м. В последующие годы систематически (не реже одного раза в 5 лет) должно проводиться контрольное нивелирование.

4.8.4 Нивелировку окрайки днищ стальных вертикальных резервуаров необходимо проводить через 6 м по точкам, совпадающим в большинстве случаев с вертикальными швами нижнего пояса резервуара, если листы нижнего пояса имеют длину 6 м.

Обход резервуара должен быть по часовой стрелке.

Точки должны быть отмечены краской красного цвета с указанием номера точки.

4.8.5 У резервуаров в первые четыре года эксплуатации (до стабилизации осадки основания) отклонения от горизонтальности наружного контура днища резервуара не должны превышать величин, указанных в [РД 08-95-95](#).

4.8.6 У резервуаров, находящихся в эксплуатации более 4 лет, допускаемые отклонения не должны превышать величин, указанных в [РД 08-95-95](#).

4.8.7 Для получения достоверных величин осадки резервуара перед нивелированием необходимо проводить поверки геодезического инструмента, систематически следить за состоянием реперов, марок на запорной арматуре и лестнице, а также за разметкой точек нивелирования на резервуаре.

4.8.8 При нивелировании окрайки днища обязательно должны нивелироваться фундамент лестницы и фундаменты под запорную арматуру приемных технологических трубопроводов.

4.8.9 Необходимость вывода резервуара из эксплуатации при возникновении предельных величин осадки основания устанавливается комиссией, назначаемой ОАО МН.

4.8.10 За осадкой ЖБР устанавливается контроль путем нивелировки покрытия ЖБР.

Неравномерность осадки покрытия (основания) резервуаров должна быть не выше допустимых пределов:

- между центральной точкой покрытия и точками покрытия над стенкой: в цилиндрических резервуарах - $0,0006R$, но не более 25 мм;
- между смежными колоннами - $0,0008L$, но не более 5 мм,

где R - радиус цилиндрического резервуара, м;

L - расстояние между смежными колоннами, м.

4.8.11 Нивелировка покрытия в точках, указанных в журнале регистрации нивелирных отметок, проводится 2 раза в год в первые 5 лет эксплуатации, в последующие годы, после стабилизации основания, нивелировку покрытия следует проводить не реже 1 раза в 5 лет. Нивелирование проводится организацией, имеющей лицензию на проведение данного вида работ. Результаты нивелирования оформляются документально (акты, заключения и пр.).

4.8.12 Для измерения осадки основания ЖБР на территории предприятия должны быть установлены глубинные реперы, закладываемые по индивидуальным проектам ниже глубины промерзания грунта.

4.9 Обслуживание задвижек, трубопроводов обвязки резервуаров, газоуравнительной системы

4.9.1 Техническое обслуживание трубопроводов обвязки резервуаров, находящихся внутри обвалования, и отсекающих задвижек проводится в составе обслуживания оборудования НПС в соответствии с «Правилами устройств и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» и РД 153-33ТН-008-96 «Руководство по организации эксплуатации и технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций».

4.9.2 Обслуживание ГУС должно проводиться в соответствии с «Типовой инструкцией по эксплуатации газоуравнительных систем резервуарных парков магистральных нефтепроводов».

4.9.3 Техническое обслуживание газоуравнительной системы должно обеспечивать герметичность системы и заданную пропускную способность.

4.9.4 Периодичность осмотров ГУС должна быть не реже двух раз в месяц при положительных значениях температуры воздуха и не реже одного раза в неделю - при отрицательных. При осмотре ГУС проверяются:

- герметичность элементов системы;
- состояние наземных газопроводов, их опор и оборудования;
- работа дыхательных клапанов;
- исправность заземляющих устройств;
- отсутствие конденсата в дренажных устройствах;
- работа задвижек на открытие-закрытие.

4.9.5 При выполнении ремонтных работ необходимо соблюдать следующие требования:

- производство ремонта газоуравнительной системы должно осуществляться только при наличии наряда-допуска с указанием в нем очередности проводимых операций ремонта и мер безопасности;

- при работах, связанных с временным разъединением трубопроводов или снятием оборудования с газоуравнительной системы, следует предварительно с помощью винтовых зажимов устанавливать на разъемах перемычки - токоотводы из стали сечением не менее 35 мм^2 ;

- работы, связанные с ремонтом трубопроводов, задвижек и другой арматуры на газоуравнительной системе, должны проводиться на предварительно отглушенном участке газопровода.

4.10 Обслуживание производственной канализации

4.10.1 Приемные колодцы производственной канализации, расположенные внутри обвалования, должны иметь хлопуши с тросовым управлением, выведенным за обвалование резервуаров. В нормальном положении хлопуша закрыта. Исправность хлопуш необходимо проверять не реже одного раза в квартал.

В каждом гидравлическом затворе слой воды должен быть не менее 0,25 м. Исправность гидрозатворов и уровень в них воды необходимо проверять 1 раз в месяц.

4.10.2 Осмотр производственной канализации должен осуществляться не реже одного раза в месяц.

4.10.3 Для сохранения пропускной способности канализационных сетей резервуарного парка необходимо осуществлять их очистку не реже одного раза в год.

4.10.4 По данным осмотра по необходимости составляется дефектная ведомость на проведение ремонта канализационной сети.

4.11 Содержание территории

4.11.1 Обвалование резервуаров РВС должно содержаться в соответствии с требованиями раздела 1.6 настоящих «Правил...».

4.11.2 При проведении ремонта необходимо устраивать проезды через обвалование путем подсыпки грунта для транспортирования тяжелого оборудования или материалов к резервуарам РВС.

4.11.3 При нарушении обвалования в связи с работами по прокладке или ремонту коммуникаций по окончании этих работ оно должно быть восстановлено. Эксплуатация резервуаров с разрушенным обвалованием не допускается.

4.11.4 Котлованы и траншеи, вырытые при ремонте, должны быть засыпаны и спланированы по окончании работ. Такие котлованы или траншеи должны быть ограждены и в ночное время освещены.

4.11.5 Места разлива нефти следует немедленно зачищать путем снятия слоя земли толщиной, превышающей на 1-2 см глубину проникновения в грунт нефти. Выбранный грунт должен быть удален в специально отведенное место, а образовавшаяся выемка засыпана свежим фунтом или песком.

4.11.6 Территория резервуарного парка должна быть спланирована и своевременно очищена от мусора, сухой травы и листьев. В летнее время трава должна быть вывезена в сыром виде с территории резервуарного парка. В зимний период необходимо своевременно расчищать от снега дорожки и пожарные проезды на территории резервуарного парка.

4.11.7 Откосы обсыпки ЖБР должны быть покрыты растительным слоем, предотвращающим размыв земляной обсыпки поверхностными водами.

С территории резервуарного парка или отдельно стоящего ЖБР должен быть обеспечен организованный отвод дождевых вод.

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

4.11.9 Запрещается загромождение покрытия резервуаров посторонними предметами и демонтированным оборудованием.

4.11.10 Временная статическая нагрузка на покрытие ЖБР не должна превышать допускаемого проектом значения. Наезд на покрытие резервуара какой-либо подвижной нагрузки (грузовой или пожарной машины, бульдозера, трубоукладчика и т.п.) категорически запрещается.

4.12 Подготовка резервуаров, оборудования, объектов резервуарного парка к эксплуатации в зимний и летний периоды года

4.12.1 При подготовке резервуаров к работе в зимний и летний периоды должен быть разработан перечень мероприятий, который утверждается руководством предприятия.

4.12.2 При подготовке резервуаров к работе в зимний период необходимо:

- удалить воду с поверхности плавающей крыши и с покрытия резервуаров ЖБР с водяным экраном;
- сифонные краны промыть нефтью и повернуть в нерабочее положение и, при необходимости утеплить;
- слить воду с кольца орошения;
- проверить и подготовить дыхательную и предохранительную арматуру, уровнемеры и пробоотборники, демонтировать кассеты огневых предохранителей;
- выполнить ревизию подвижных частей гидрозатвора уровнемера непрерывного измерения уровня нефти, заполнить гидрозатвор незамерзающей жидкостью, утеплить гидрозатвор и уровнемер.

4.12.3 Предохранительный гидравлический клапан на зиму необходимо залить незамерзающей жидкостью.

4.12.4 Необходимо проверить работу дыхательных клапанов, плотность прилегания тарелки клапана к седлу.

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

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

4.12.7 При накоплении снега на плавающей крыше во избежание перекоса необходимо очищать ее от снега.

4.12.8 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 в резервуаре.

4.12.9 При подготовке к весенне-летнему периоду резервуарные парки и отдельно стоящие резервуары, расположенные в зоне возможного затопления во время паводка, должны быть заблаговременно к нему подготовлены, обвалования и ограждения восстановлены и, при необходимости, наращены.

4.12.10 При подготовке к весенне-летнему периоду эксплуатации на резервуарах следует выполнить ревизию дыхательных и предохранительных клапанов, установить кассеты огневых предохранителей.

5 СИСТЕМЫ ЗАЩИТЫ РЕЗЕРВУАРОВ И ИХ ОБСЛУЖИВАНИЕ

5.1 Молниезащита

5.1.1 Резервуарные парки или отдельно стоящие резервуары для товарной нефти (далее резервуары) должны быть защищены от прямых ударов молнии, электростатической и электромагнитной индукции, заноса высоких потенциалов устройствами молниезащиты, выполненными в соответствии с требованиями действующей НТД.

5.1.2 Устройства молниезащиты должны быть приняты и введены в эксплуатацию до начала заполнения резервуара нефтью. При этом оформляется и передается заказчику исполнительная документация.

5.1.3 Для резервуарных парков при общей вместимости группы резервуаров более 100 тыс. м³ защиту от прямых ударов молнии следует, как правило, выполнять отдельно стоящими молниеотводами.

5.1.4 В качестве заземлителей защиты резервуаров от прямых ударов молнии необходимо применять искусственные заземлители, проложенные в земле и размещенные не реже чем через 50 м по периметру основания резервуара, к которым должен быть присоединен корпус резервуара (число присоединений - не менее двух в диаметрально противоположных точках).

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

5.1.6 Защита от заноса высокого потенциала по подземным и наземным металлическим коммуникациям осуществляется присоединением их на вводе в резервуар к заземлителям.

Ввод линий электропередачи, сетей сигнализации должен осуществляться только кабелями длиной не менее 50 м с металлической броней или оболочкой или кабелями, проложенными в металлических трубах и коробах.

5.1.7 Стержневые молниеприемники должны быть изготовлены из стали любой марки сечением не менее 100 мм² и длиной не менее 200 мм и защищены от коррозии оцинкованием, лужением или окраской. Тросовые молниеприемники должны быть выполнены из стальных многопроволочных канатов сечением не менее 35 мм².

5.1.8 Соединения молниеприемников с токоотводами и токоотводов с заземлителями должны выполняться сваркой или болтовыми соединениями с переходным сопротивлением не более 0,05 Ом.

5.1.9 При наличии стержневых и тросовых молниеотводов каждый токоотвод присоединяется к искусственному заземлителю, состоящему из 3-х и более вертикальных электродов длиной не менее 3 м, объединенных горизонтальным электродом, при расстоянии между вертикальными электродами не менее 5 м. Токоотводы и заземлители выбираются в соответствии с требованиями действующей НТД.

5.1.10 При эксплуатации устройств молниезащиты должен осуществляться систематический контроль за их техническим состоянием. В график планово-предупредительных работ должно входить техническое обслуживание этих устройств. В случае выявления механических повреждений и износа устройств молниезащиты следует производить текущий или капитальный ремонт.

5.1.11 Проверка состояния устройств молниезащиты должна проводиться 1 раз в год перед началом грозового сезона.

Проверке подлежат целостность и защищенность от коррозии доступных обзору частей молниеприемников и токоотводов и контактов между ними, а также значение сопротивления току промышленной частоты заземлителей отдельно стоящих молниеотводов. Это значение не должно превышать результаты соответствующих замеров на стадии приемки более чем в пять раз. При превышении сопротивления заземлений более чем в пять раз по сравнению с замерами в период приемки заземление подлежит ревизии (и ремонту, при необходимости).

5.1.12 Цель ревизии заключается в следующем:

- выявить элементы, требующие замены или усиления из-за механических повреждений;
- проверить надежность электрической связи между токоведущими элементами (мест сварки и болтовых соединений);
- определить степень разрушения коррозией отдельных элементов молниезащиты и принять меры по восстановлению антикоррозионной защиты и усилению элементов, поврежденных коррозией.

5.1.13 На основании ревизий определяется необходимый объем ремонтных работ по системе молниезащиты, которые должны быть закончены к началу грозового периода года. Мелкие текущие ремонты устройств молниезащиты можно проводить во время грозового периода года, капитальные ремонты - только в негрозовой период.

5.1.14 Результаты ревизий молниезащитных устройств, проверочных испытаний заземляющих устройств, проведенных ремонтов необходимо заносить в журнал эксплуатации молниезащиты и устройств защиты от статического электричества.

5.1.15 Лица, проводящие ревизию молниезащиты, должны составлять акт осмотра и проверки с указанием обнаруженных дефектов. Ответственность за исправное состояние молниезащиты несет служба главного энергетика.

5.2 Система пожаротушения

5.2.1 Система пожаротушения резервуаров и резервуарных парков является составной частью системы пожаротушения НПС.

5.2.2 Требования к системе пожарной безопасности и системам пожаротушения должны соответствовать Закону «О пожарной безопасности», [ГОСТ 12.1.004](#) «Пожарная безопасность», [ППБ 01-93](#)* «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации», «Правилам пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов», [СНиП 2.11.03](#) «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы», «Рекомендациям по проектированию системы подслоного пожаротушения нефти в стальных вертикальных резервуарах», «Рекомендациям по проектированию автоматической системы подслоного пожаротушения нефти в железобетонных резервуарах и стальных вертикальных резервуарах со стационарной и плавающей крышей на объектах АК «Транснефть» и другим НТД.

5.2.3 Системы автоматического пожаротушения и сигнализации, установленные и введенные в эксплуатацию в резервуарных парках, должны соответствовать требованиям [СНиП 2.04.09](#) и проектной документации.

5.2.4 Приемные станции и узлы управления следует размещать в соответствии с требованиями [СНиП 2.04.09](#) в помещениях с круглосуточным обслуживающим персоналом.

5.2.5 В резервуарных парках применяется пожаротушение воздушно-механической пеной средней и низкой кратности. Технические требования на пенообразователи приведены в [ГОСТ Р 50588](#).

5.2.6 Работы по ТОР системы (установок) пожаротушения и установок пожарной автоматики должны осуществляться в соответствии с ВППБ 01-05-99 «Правила пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть», РД 009-02-95 «Системы пожарной автоматики. Техническое обслуживание и планово-предупредительный ремонт» и другими действующими НД.

5.2.7 Все виды работ по ТОР системы (установок) пожаротушения должны выполняться специалистами НПС, прошедшими соответствующую подготовку, а в отдельных случаях - на договорной основе организациями, имеющими лицензию органов управления Государственной противопожарной службы (ГПС) на право выполнения работ по наладке и техническому обслуживанию установок пожаротушения.

5.2.8 Лиц, ответственных за техническое обслуживание систем пожаротушения, руководители эксплуатирующих предприятий назначают приказом по НПС (с записью в должностных инструкциях).

5.2.9 Установки пожарной автоматики должны постоянно находиться в дежурном режиме работы. Руководитель, ответственный за эксплуатацию систем пожаротушения, несет ответственность за техническое состояние, отказы и срабатывания пожарной автоматики.

В процессе эксплуатации запрещаются отключение установки пожарной автоматики, перевод из режима автоматического управления на ручной пуск или кратковременный вывод из эксплуатации в период проведения плановопредупредительных или иных ремонтных работ.

Внесение изменений в систему пожаротушения должно быть согласовано с проектной организацией или Государственной противопожарной службой МВД.

5.2.10 Решение о переводе автоматической установки пожаротушения в режим ручного пуска должно быть согласовано с пожарной охраной объекта.

5.3 Система защиты резервуаров от статического электричества

5.3.1 Выполнение требований по электростатической искроопасности обеспечивается регламентированием показателей по ГОСТ Р 12.1.018, применением средств защиты от статического электричества в соответствии с ГОСТ 12.4.124, требованиями и мероприятиями в соответствии с «Правилами защиты от статического электричества в производствах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности».

5.3.2 Для обеспечения электростатической искробезопасности резервуаров необходимо:

- заземлить все электропроводные узлы и детали резервуаров;
- исключить процессы разбрызгивания и распыления нефти;
- ограничить скорости истечения нефти при заполнении резервуаров и размыве донных отложений допустимыми значениями.

5.3.3 Заземляющие устройства для защиты от статического электричества следует, как правило, объединять с заземляющими устройствами для электрооборудования или молниезащиты.

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

5.3.4 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 производиться при относительной влажности окружающего воздуха не выше 60 %, причем площадь соприкосновения измерительного электрода с заземляемой поверхностью не должна превышать 20 см²; при измерениях электрод должен располагаться в точках поверхности резервуара, наиболее удаленных от точек контакта этой поверхности с заземленными металлическими элементами.

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

5.3.6 Технологические трубопроводы и оборудование, расположенные в резервуарном парке 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.

5.3.7 Плавающая крыша или понтон резервуара должны быть соединены с корпусом резервуара гибкими металлическими перемычками. При этом число перемычек должно быть не менее двух. Если понтон изготовлен из диэлектрика, защита должна осуществляться по специальному проекту.

5.3.8 Во избежание опасности искровых разрядов наличие на поверхности нефти незаземленных электропроводных плавающих предметов не допускается. При применении поплавковых или буйковых уровнемеров их поплавки должны быть изготовлены из электропроводного материала и при любом положении иметь надежный контакт с заземлением.

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

5.3.9 При начале заполнения порожнего резервуара нефть должна подаваться в него со скоростью не более 1 м/с до момента затопления приемораздаточного патрубка в резервуаре без понтона или плавающей крыши и до всплытия плавающей крыши или понтона в резервуарах с плавающей крышей и понтоном. При дальнейшем заполнении резервуара допустимые скорости поступления нефти должны быть не более величин указанных в таблице 3.

5.3.10 Во избежание искрообразования ручной отбор проб и (или) измерение уровня нефти через замерный люк выполнять не ранее чем через 10 минут

после прекращения операции закачки (откачки).

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

5.3.11 На каждое заземляющее устройство должен быть заведен паспорт. В первые два года эксплуатации необходимо следить за осадкой грунта над заземляющими устройствами. При осадке грунт нужно досыпать и тщательно утрамбовывать.

5.3.12 Обслуживание устройств защиты от статического электричества должно проводиться согласно графику ППР.

Измерение электрических сопротивлений заземляющих устройств для защиты от статического электричества должно производиться не реже одного раза в год в период наименьшей проводимости грунта (летом - при наибольшем просыхании или 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.

5.3.13 Результаты проверочных испытаний, осмотров и ремонтов защитных устройств должны заноситься в журнал «Эксплуатации молниезащиты и устройств защиты от статического электричества». К журналу должны быть приложены исполнительные схемы системы молниезащиты и защиты от статического электричества и акты о выборочных вскрытиях и осмотрах заземляющих устройств.

5.3.14 Ответственность за исправное состояние устройств защиты резервуаров от статического электричества несет служба главного энергетика.

5.4 Система защиты резервуаров от коррозии

5.4.1 Способы защиты от коррозии резервуаров для нефти следует принимать по [СНиП 2.03.11](#) в зависимости от степени агрессивного воздействия среды на конструкции, в том числе внутренних поверхностей конструкций резервуаров для нефти - с учетом требований [ГОСТ 1510](#).

5.4.2 Методы защиты резервуаров от коррозии определяются проектом на антикоррозионную защиту.

5.4.3 Антикоррозионная защита осуществляется следующим образом:

- наружная поверхность корпуса, крыш стальных резервуаров и оборудование, установленное на них, а также наземные участки трубопроводов всех назначений - защитными антикоррозионными лакокрасочными покрытиями;
- наружная поверхность днища стальных резервуаров, подземные участки трубопроводов различного назначения - защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты (станциями катодной защиты - СКЗ и протекторами);
- внутренняя поверхность днища, поверхность первого пояса корпуса стальных резервуаров, внутрирезервуарная обвязка системы размыва донных осадков - лакокрасочными и комбинированными покрытиями, установкой протекторов;
- внутренняя поверхность стальных резервуаров (крыша, верхние пояса корпуса) - лакокрасочными и комбинированными защитными покрытиями;
- поверхность железобетонных резервуаров - применением оклеечных материалов, пропиткой или покраской конструкции, использованием герметиков;
- арматура, приемо-раздаточные патрубки, донные клапаны, световые и лазовые люки и другое металлическое оборудование железобетонных резервуаров - применением лакокрасочных, металлических (цинковых и алюминиевых), комбинированных (лакокрасочных по металлизационному слою) покрытий, средств электрохимзащиты.

5.4.4 Оборудование, изделия и материалы, применяемые при монтаже электрохимической защиты, должны соответствовать спецификации проекта ЭХЗ, государственным стандартам или техническим условиям и иметь соответствующие сертификаты, технические паспорта.

5.4.5 Средства и установки электрохимической защиты должны быть поставлены комплектно в соответствии со спецификацией, указанной в проекте, и сопровождаются документами, удостоверяющими соответствие указанных средств и установок их техническим условиям.

5.4.6 При пуске и опробовании средств и установок электрохимической защиты следует руководствоваться государственными стандартами, строительными нормами и правилами, нормативно-техническими документами по защите подземных сооружений от коррозии, а также требованиями технического проекта и рабочих чертежей на ЭХЗ.

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

Качество изоляции контактных соединений протекторных установок перед засыпкой грунтом должно быть проверено искровым дефектоскопом напряжением 20 кВ.

5.4.8 При защите внутренней поверхности резервуаров с помощью металлизации с последующим нанесением изоляционного материала установка протекторов может исключаться.

5.4.9 Техническое обслуживание и ремонт установок катодной защиты проводятся в соответствии с графиком планово-предупредительных ремонтов. Контроль за работой установок катодной защиты проводится в соответствии с [ГОСТ Р 51164](#).

5.4.10 Техническое обслуживание протекторной защиты должно включать:

- контроль эффективности протекторной защиты;
- замену изношенных протекторов.

5.4.11 Контроль работы протекторной защиты наружной поверхности днища резервуара от почвенной коррозии необходимо проводить с помощью следующих электрических измерений:

- распределения потенциала «резервуар-грунт»;
- омического сопротивления цепи протекторных установок;
- силы тока протекторных установок.

5.4.12 Контроль работы протекторов, устанавливаемых на внутренней поверхности резервуара, заключается в периодических измерениях силы тока контрольных протекторов и групп протекторов.

5.4.13 Эффективность протекторной защиты проверяется измерением разности потенциалов «резервуар - электролит» и силы тока в цепи «протектор - резервуар». Разность потенциалов «резервуар - электролит» (днище - подтоварная вода) следует измерять предназначенными для подобных измерений приборами с помощью специального медносульфатного электрода сравнения.

5.4.14 Замену изношенных протекторов необходимо производить в соответствии с планом ремонтно-профилактических работ, утвержденным главным инженером предприятия и составленным с учетом срока службы протекторов и данных об их эксплуатации.

5.4.15 Для защиты от коррозии внутренней поверхности вертикальных стальных резервуаров могут быть использованы покрытия, имеющие сертификаты и разрешительные документы.

5.4.16 Запрещается допуск подрядчиков производства работ, не имеющих лицензий Госгортехнадзора России на данный вид деятельности.

5.4.17 Периодически визуальный контроль состояния наружного антикоррозионного покрытия проводится 1 раз в год ([ГОСТ 1510](#)).

5.4.18 Контроль состояния внутренней поверхности вертикальных стальных резервуаров осуществляется при проведении полного обследования в сроки согласно [РД 08-95-95](#).

5.4.19 Качество лакокрасочного покрытия определяется проверкой адгезии (адгезия не менее 2 баллов - [ГОСТ 15140](#)) и замером толщины покрытия.

Дефекты покрытия, обнаруженные при периодических осмотрах, подлежат устранению.

5.5 Система предупреждений аварий и повреждений

5.5.1 Основными контролируемыми параметрами являются:

- предельные уровни нефти в резервуаре (нижний и верхний предельные уровни указываются в технологической карте резервуара);
- давление парогазовой смеси в резервуаре (рабочее давление избыточное - не более 2 кПа, вакуум - не более 0,25 кПа (согласно [СНиП 2.09.03](#)));
- уровень загазованности территории резервуарного парка за счет выбросов углеводородов из резервуаров, фланцевых соединений и т.д..

5.5.2 Для автоматического контроля предварительно устанавливаемого верхнего и нижнего предельных уровней нефти в резервуаре используют сигнализаторы уровня различных модификаций, основанных на поплавковом, ультразвуковом, радиоизотопном и других методах контроля.

5.5.3 При достижении максимального (минимального) аварийного уровня нефти в резервуаре на операторном щите появляется светозвуковой сигнал, обязывающий оператора совместно с диспетчером принять меры к снижению взлива (или прекращению откачки) до технологического верхнего (нижнего) уровня.

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

5.5.5 Резервуарные парки в соответствии требованиям НТД оборудуются системами пожарной сигнализации.

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

5.5.7 В качестве извещателей применяются извещатели пожарные, предназначенные для формирования сигнала при температуре контролируемой среды в резервуарах с нефтью, превышающей пороговую температуру срабатывания.

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

5.5.9 Сигнализаторы предельных уровней и извещатели пожарные тепловые на резервуаре устанавливаются в соответствии с НТД и проектом.

5.5.10 Приборы сигнализации предельных уровней нефти и извещатели пожарные, устанавливаемые на резервуарах, а также их кабельные линии должны иметь взрывозащищенное исполнение по [ГОСТ 22782.5](#), [ГОСТ 22782.6](#) или [ГОСТ 22782.7](#).

5.5.11 В целях защиты резервуаров от перелива и превышения расчетного рабочего давления в технологических трубопроводах и арматуре в составе резервуарного парка должно быть предусмотрено резервирование емкости для сброса нефти.

5.5.12 План ликвидации возможных аварий, разрабатываемый на каждой НПС, должен содержать раздел по ликвидации возможных аварий в резервуарных парках.

5.5.13 При технической подготовке персонала аварийно-восстановительных бригад, а также работников НПС, нефтебаз необходимо провести обучение действиям в условиях повреждений, аварий и пожаров в резервуарных парках.

5.6 АСУ ТП РП

5.6.1 АСУ ТП РП предназначена для обеспечения централизованного контроля и управления резервуарным парком из местного диспетчерского пункта (МДП) без постоянного присутствия эксплуатационного персонала непосредственно у технологических объектов.

5.6.2 Дистанционно измеряются и передаются в МДП следующие основные параметры:

- уровень нефти в резервуарах;
- температура нефти в резервуарах (при необходимости).

5.6.3 В МДП контролируются:

- достоверность измеряемых параметров на диапазон допустимых значений;
- параметры работы резервуаров;
- объем свободной емкости и нефти;
- положение запорной арматуры технологических трубопроводов резервуарного парка;
- состояние средств локальной автоматики и каналов связи.

5.6.4 В резервуарном парке предусматривается автоматическая защита от:

- перелива нефти в резервуарах;
- повышенного давления в подводящих трубопроводах;
- пожара.

5.6.5 В МДП предусматривается сигнализация о:

- пожаре;
- максимально допустимом уровне нефти в резервуарах;
- повышении давления в подводящих трубопроводах;
- предельных уровнях в резервуарах;
- положении задвижек резервуарного парка;
- неисправности измерительных систем.

Должна быть обеспечена автоматическая световая и звуковая сигнализация аварийных ситуаций.

5.6.6 Технические средства АСУ ТП РП, устанавливаемые на резервуарах и имеющие непосредственное соприкосновение с взрывоопасной средой, должны быть взрывобезопасными, как правило, с искробезопасными электрическими цепями с уровнем или со специальным видом взрывозащиты.

5.6.7 Во всех системах и подсистемах АСУ ТП должны использоваться средства микропроцессорной и вычислительной техники на одинаковой элементной базе, обладающие свойствами электрической, конструктивной, логической и информационной совместимости, имеющие единую систему интерфейсов и организованные в виде локальных управляющих, информационных и вычислительных сетей.

Точно так же должны использоваться единые способы и средства организации внутрисистемной связи и передачи информации с реализацией коммуникационных систем.

5.6.8 При аварийном отключении электропитания базы данных должны сохраняться.

5.6.9 Сроки технического обслуживания и ремонта технических средств АСУ ТП РП должны быть согласованы с графиком технического обслуживания основного технологического оборудования и сооружений.

5.6.10 Техническое обслуживание выполняется без остановки технологического процесса в объеме и с периодичностью, указанными в эксплуатационной документации (ЭД) на технические средства.

5.6.11 При техническом обслуживании проводят:

- проверку сохранности поверительного клейма;
- контроль наличия и маркировки на подводящих кабелях и проводах, а также надписей на приборах;
- контроль наличия заземления;
- контроль общего состояния с целью выявления неисправных приборов;
- очистку наружной части корпусов, крышек и стекол приборов от пыли и загрязнений;
- проверку и чистку арматуры.

5.6.12 В процессе текущего ремонта проводятся замена и восстановление сборочных единиц, имеющих наиболее низкие показатели долговечности, остаточный ресурс которых не обеспечивает безотказную работу оборудования до следующего планового ремонта. Текущий ремонт предусматривает следующие виды работ:

- работы по техническому обслуживанию;
- проверку состояния заземления;
- отключение технических средств, вскрытие, чистку, частичную разборку технических средств;
- замену вышедших из строя элементов;
- проверку основных режимов работы технических средств в контрольных точках, регулирование чувствительности.

5.6.13 Капитальный ремонт включает в себя:

- демонтаж неисправных средств;
- разборку, чистку, замену дефектных узлов, наладку, регулировку и испытание технических средств;
- государственную или ведомственную поверку технических средств;
- полную разборку и дефектовку узлов и деталей технических средств;
- замену дефектных узлов и деталей;
- возможную модернизацию средства, внесение изменений в принципиальные схемы;
- восстановление антикоррозионных покрытий;
- сборку, регулировку, испытание и обкатку технических средств;
- поверку и монтаж технических средств.

5.6.14 Объем планового ремонта определяется в каждом конкретном случае результатами осмотра или характером отказа.

5.6.15 Выполнение ремонтных работ должно сопровождаться оформлением документации в установленном на предприятии порядке.

5.6.16 Работоспособность средств и систем АСУ ТП РП обеспечивается также наличием неснижаемых запасов материалов, запасных частей, инструментов и принадлежностей (ЗИП), определяемых ЭД и нормативными документами.

5.6.17 Обслуживание программного обеспечения должно проводиться в соответствии с эксплуатационной документацией программ.

6 ТЕХНИЧЕСКОЕ ДИАГНОСТИРОВАНИЕ РЕЗЕРВУАРОВ

6.1 Техническое диагностирование вертикальных стальных резервуаров

6.1.1 Данный раздел регламентирует порядок проведения работ по техническому диагностированию вертикальных стальных цилиндрических резервуаров, эксплуатируемых в системе магистрального трубопроводного транспорта нефти.

6.1.2 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 диагностирования является своевременное выявление дефектов, снижающих эксплуатационную надежность резервуара.

6.1.3 Система технического диагностирования включает в себя два уровня проведения работ:

- частичное техническое обследование резервуара с наружной стороны без выведения его из эксплуатации;
- полное техническое обследование, требующее выведения резервуара из эксплуатации, его опорожнения, зачистки и дегазации.

6.1.4 Периодичность выполнения полных и частичных технических обследований приведена в таблице 8.

Таблица 8 - Периодичность диагностирования вертикальных стальных резервуаров

Срок эксплуатации, год	Полное обследование, лет	Частичное обследование, лет
До 20	10	5
Свыше 20	8	4
Примечание - Частичные обследования, выполняемые в срок, не могут служить основанием для продления (перенесения) срока полного обследования		

6.1.5 При составлении планов первоочередному диагностированию должны подвергаться резервуары:

- эксплуатируемые без полного обследования более 10 лет;
- сооруженные не по типовым проектам;
- изготовленные из кипящих или нескольких разнотипных сталей;
- находящиеся в эксплуатации более 20 лет;
- эксплуатируемые более 5 лет в режиме учета нефти с частотой более 200 полных циклов в год;
- не имеющие внутренней антикоррозионной защиты;
- не снабженные системой и не обеспеченные условиями слива подтоварной воды;
- применяемые для хранения нефти, вызывающей усиленную коррозию металла;
- используемые для хранения товарной нефти с агрессивными примесями.

6.1.6 Техническое диагностирование резервуаров проводится на основании технического задания, утвержденного главным инженером предприятия.

Техническое диагностирование резервуаров проводится по типовой программе. Объем полного или частичного диагностирования может быть увеличен индивидуально, за счет проведения обследования по дополнительной программе, в зависимости от технического состояния, срока и интенсивности эксплуатации резервуара, а также коррозионной активности среды.

6.1.7 Типовая программа частичного обследования, согласно [РД 08-95-95](#), предусматривает выполнение следующих работ:

- ознакомление с технической документацией;
- визуальный осмотр и измерение размеров элементов металлоконструкций резервуара с наружной стороны;
- измерение толщины стенки и крыши резервуара;
- измерение отклонений образующих стенки от вертикали;
- нивелирование наружного контура днища, фундаментов приемо-раздаточных патрубков, шахтной лестницы и газоуравнительной системы;
- проверку состояния и геодезическую съемку обвалования;
- проверку состояния основания и отмостки;
- составление технического заключения по результатам обследования.

6.1.8 Дополнительная программа частичного обследования может включать следующие работы:

- акустико-эмиссионную диагностику стенки и днища;

- ультразвуковое или магнитное сканирование первого пояса стенки;
- инфракрасную спектроскопию;
- зондирование грунта под основанием резервуара электрическими методами и другие работы.

6.1.9 Типовая программа полного обследования, согласно [РД 08-95-95](#), предусматривает выполнение следующих работ:

- ознакомление с технической документацией;
- визуальный осмотр и измерение размеров элементов металлоконструкций резервуара с наружной и внутренней сторон;
- измерение толщины стенки, крыши, днища резервуара;
- измерение толщины патрубков и люков-лазов;
- измерение отклонений образующих стенки от вертикали;
- нивелирование наружного контура днища, поверхности днища;
- нивелирование фундаментов приемо-раздаточных задвижек, компенсаторов, технологических трубопроводов, шахтной лестницы и газоуравнительной системы;
- контроль сварных соединений стенки физическими методами;
- контроль герметичности сварных соединений днища;
- контроль состояния внешнего и внутреннего (при наличии) покрытий;
- проверку состояния основания и отмостки;
- проверку состояния и геодезическую съемку обвалования;
- составление технического заключения по результатам обследования, включающего ведомость дефектов с указанием их координат на эскизах или чертежах.

6.1.10 При полном и частичном обследованиях резервуара с плавающей крышей (понтон) помимо перечисленных в [6.1.7](#) и [6.1.9](#) типовая программа должна включать следующие работы:

- внешний осмотр и измерение габаритов элементов кольцевой площадки плавающей крыши, опорной фермы, катучей лестницы и затвора;
- измерение толщины элементов плавающей крыши (понтон);
- измерение зазора между плавающей крышей (понтон) и стенкой резервуара;
- проверку состояния затвора между плавающей крышей (понтон) и стенкой резервуара;
- нивелирование коробов и мембраны плавающей крыши;
- нивелирование опорной фермы и катучей лестницы;
- толщинометрию мембраны в местах коррозии и вмятин.

6.1.11 Дополнительная программа полного обследования, кроме перечисленных в [6.1.8](#), может включать следующие работы:

- химический анализ металла;
- механические испытания и (или) металлографические исследования сварных соединений и (или) основного металла.

6.1.12 По результатам технического диагностирования оформляется технический отчет, включающий дефектную ведомость с указанием дефектов и их координат на эскизах или чертежах.

6.1.13 Подготовка резервуара к диагностированию, содействие, контроль за выполнением работ и техникой безопасности осуществляются эксплуатирующей организацией. Проведение работ по техническому диагностированию возлагается на исполнителя.

6.1.14 Организации, выполняющие работы по техническому диагностированию резервуаров, должны иметь соответствующую лицензию Госгортехнадзора России.

6.1.15 Работы по обследованию резервуара проводятся с разрешения руководства эксплуатирующей организации (заказчика) после прохождения персоналом инструктажа по технике безопасности и противопожарной безопасности.

6.1.16 На выполненные при техническом диагностировании (освидетельствовании) работы составляется первичная документация (акты, протоколы, журналы и т.п.), на основании которой оформляется заключение о возможности или условиях дальнейшей эксплуатации резервуара, необходимости его

ремонта или вывода из эксплуатации.

6.1.17 При полном техническом обследовании резервуар выводится из эксплуатации, опорожняется, зачищается и дегазируется (раздел 8).

6.1.18 Ко всем конструктивным элементам резервуара, подлежащим обследованию, должен быть обеспечен свободный доступ.

6.1.19 Обеспечить освещенность рабочего места внутри резервуара при выполнении технического диагностирования не менее 50 лк.

6.1.20 При подготовке резервуара к проведению акустико-эмиссионного контроля необходимо руководствоваться требованиями ТД 23.056-96.

6.1.21 Оценка технического состояния резервуаров должна проводиться только при наличии следующих результатов:

- ознакомления с технической документацией;
- внешнего осмотра резервуара с внутренней и наружной сторон;
- измерения толщины стенки, крыши, днища резервуара, патрубков и люков-лазов;
- измерения отклонений образующих стенки от вертикали;
- нивелирования наружного контура днища, поверхности днища;
- контроля сварных соединений стенки физическими методами;
- контроля герметичности сварных соединений днища;
- проверки состояния основания и отстойки;
- проверки прочностных характеристик и химического состава основного металла и сварных соединений (при необходимости);
- поверочного расчета на прочность с учетом хрупкого разрушения, выполненного по результатам измерения толщин стенок обследуемого резервуара (при необходимости).

6.1.22 Предельно допустимые отклонения образующих стенки от вертикали, наружного контура днища от горизонтали, допустимые стрелы прогиба выпучин или вмятин поверхности стенок, высота хлопунгов, допустимые значения угловых деформаций сварных соединений стенки резервуара, допустимые отклонения геометрических размеров понтона (плавающей крыши) приведены в [РД 08-95-95](#).

6.1.23 Данные технического обследования резервуара и его элементов служат основанием для разработки проекта ремонта и заключения о возможности его дальнейшей эксплуатации.

6.1.24 Отбраковка отдельных элементов резервуара (стенки, кровли, днища, ферм, связей, балок) или всего резервуара проводится на основании детального рассмотрения результатов технического обследования, полной дефектоскопии с учетом всех факторов, снижающих его надежность при эксплуатации.

6.1.25 Все полученные при техническом обследовании и дефектоскопии данные, характеризующие состояние основного металла, сварных швов, деформацию, коррозию, геометрическое положение и т.п., должны быть сравнены с допустимыми значениями, указанными в проекте, действующих нормативных документах. Недопустимые дефекты должны быть занесены в ведомость дефектов с указанием всех геометрических и др. параметров, необходимых для разработки проекта ремонта.

6.1.26 Основание при решении вопроса о полной отбраковке резервуаров - неудовлетворительное качество металла как по механическим свойствам, так и по химическому составу, недопустимое поражение элементов конструкций РВС коррозией, недопустимый монтажный брак при строительстве.

6.1.27 После обследования и оценки технического состояния резервуара исполнителем составляется технический отчет, который должен содержать следующее:

- сведения о месте расположения резервуара, его инвентарный номер и дату диагностирования;
- наименование организации, выполнившей диагностирование, фамилии и должности исполнителей;
- краткую техническую характеристику резервуара, материалов, примененных при строительстве, данные о режиме эксплуатации и свойствах хранимой нефти;
- сведения о технологии сварки и сварочных материалах, примененных при изготовлении, монтаже и ремонте резервуара;
- даты и результаты проведенных ранее технических диагностирований;
- данные о видах и датах аварий, количество и описание проведенных ремонтов;
- значения проектной и фактической толщины крыши, днища, стенки и элементов плавающей крыши (понтон);

- расчет кольцевых напряжений исходя из фактической толщины стенки РВС;
- результаты внешнего осмотра конструкций и сварных соединений;
- результаты измерений отклонений образующих стенки от вертикали;
- результаты нивелирования наружного контура и поверхности днища;
- результаты физического контроля сварных соединений стенки;
- результаты контроля герметичности сварных соединений днища;
- результаты механических испытаний, металлографического и химического анализов основного металла и сварных соединений;
- эскизы крыши, днища, развертки стенки резервуара и плавающей крыши (понтон) с нанесенными на них местами дефектов, отступлений от проекта, местами установки оборудования, точками измерения толщины элементов и т.п.;
- выводы по результатам обследования с основными данными, характеризующими состояние отдельных элементов или резервуара в целом;
- дефектную ведомость с указанием координат дефектов на эскизах или чертежах;
- заключение о состоянии резервуара и рекомендации по обеспечению его дальнейшей безопасной эксплуатации.

6.1.28 Оформленный технический отчет утверждается в установленном порядке техническим руководителем организации, выполнившей диагностирование. Копия технического отчета хранится в организации, проводившей диагностирование.

6.1.29 После получения технического отчета в паспорт резервуара вносится информация о проведенном диагностировании.

6.2 Техническое диагностирование железобетонных резервуаров

6.2.1 Общие положения

6.2.1.1 Техническое диагностирование железобетонного резервуара представляет собой комплекс мероприятий, обеспечивающих нормальное функционирование резервуара, своевременное проведение профилактических мероприятий и прогнозирование сроков вывода на капитальный ремонт. Диагностирование включает в себя частичное наружное обследование и полное техническое обследование.

6.2.1.2 Частичное наружное обследование проводится силами эксплуатирующей организации для оценки технического состояния резервуара в режиме эксплуатации, с целью своевременного обнаружения дефектов в сооружении и недопущения аварийной ситуации.

6.2.1.3 Полное техническое обследование проводится специализированной организацией с целью определения действительного технического состояния резервуара и его конструкций, получения количественных оценок фактического состояния качества конструкций и изучения возможности дальнейшей безопасной эксплуатации.

6.2.1.4 Дефекты (неисправности) конструкции резервуара могут быть вызваны как внешним воздействием (повреждения при эксплуатации), так и нарушением правил при изготовлении (дефект изготовления).

6.2.1.5 Выявление дефектов осуществляется как при визуальном осмотре, так и с помощью инструментального контроля.

6.2.1.6 Инструментальный контроль служит для получения количественной характеристики дефектов конструкции с помощью специального оборудования.

6.2.1.7 За основные критерии оценки состояния железобетонной конструкции принимаются несущая способность, жесткость и трещиностойкость, определяемые по установленным в ходе освидетельствования показателям.

6.2.1.8 Оценка технического состояния железобетонных и бетонных конструкций резервуаров для нефти необходима для разработки рекомендаций по дальнейшей их безопасной эксплуатации.

6.2.1.9 Железобетонные резервуары должны подвергаться периодическому частичному наружному обследованию (2 раза в год) и полному техническому обследованию (1 раз в 10 лет, а также в случае обнаружения серьезных повреждений).

6.2.1.10 Подготовка к проведению работ по полному техническому обследованию выполняется силами организации, эксплуатирующей резервуар, и включает в себя подготовку резервуара и передачу исполнителю работ комплекта технической документации:

- технического задания на проведение полного технического обследования резервуара;
- исполнительной документации;

- эксплуатационной документации.

6.2.1.12 Техническое задание на проведение полного технического обследования резервуара согласовывается с исполнителем работ и должно содержать:

- перечень выполняемых работ;

- особые условия (при необходимости);

- сведения о возможности предоставления исполнителю материалов, оборудования, механизмов и других услуг при обследовании в соответствии с требованиями настоящего подраздела.

6.2.1.13 Исполнительная документация на строительство резервуара должна содержать:

- комплект рабочих чертежей резервуара;

- акты на скрытые работы (устройство подготовки основания резервуара, устройство дренажа, арматурные и бетонные работы, монтаж и замоноличивание стыков бетонных конструкций, навивка кольцевой предварительно напряжённой арматуры, торкретирование наружных и внутренних поверхностей резервуара, устройство гидроизоляции, ремонтные работы);

- документы о согласовании отступлений от чертежей при строительстве резервуара (в т.ч. журнал производства работ);

- паспорта, подтверждающие класс (марку) бетона, класс арматуры;

- паспорта на сборные железобетонные конструкций, акты натяжения арматуры;

- акты испытаний резервуара на герметичность и газонепроницаемость покрытия;

- акт приемки в эксплуатацию резервуара после окончания строительства (в т.ч. журнал и акты геодезических работ).

6.2.1.14 Эксплуатационная документация должна содержать:

- технический паспорт резервуара;

- технологическую карту эксплуатации резервуара;

- акты проведения нивелировок резервуара;

- журнал по проведению осмотров резервуара и резервуарного оборудования.

6.2.1.15 Для систематизации и проведения анализа состояния конструкций резервуара каждому повреждению присваивается определенный номер, который заносится в журнал дефектных ведомостей. Нумерация дефектов приведена в таблице 8:

- позиции 1-9 отражают характерные, наиболее часто встречающиеся дефекты железобетонных конструкций резервуара;

- позиция 10 в дефектной ведомости - указывается специфический дефект для обследуемого элемента.

Таблица 8 - Перечень дефектов элементов железобетонных конструкций резервуара

Наименование дефекта	Последствия
1. Рыхлая, легко отслаивающаяся (шелушащаяся) поверхность бетона	Снижение прочности
2. Нарушение герметичности конструкции (непроектное сквозное отверстие)	Нарушение герметичности
3. Нарушение стыка между однотипными элементами (трещины в стыке панелей и т.д.)	Нарушение герметичности
4. Нарушение стыка между разнотипными элементами (трещины в стыке стенки и днища и т.д.)	Снижение прочности, нарушение герметичности
5. Коррозия рабочей арматуры	Снижение несущей способности
6. Нарушение защитного слоя рабочей арматуры	Снижение долговечности
7. Коррозия конструктивной арматуры	Снижение долговечности
8. Трещина в теле конструкции	Снижение прочности, нарушение герметичности
9. Разрушение части конструкции	Снижение прочности, нарушение герметичности
10. Другие дефекты	По экспертной оценке

6.2.1.16 После указанного номера дефекта в дефектной ведомости осуществляются его описание и схематичная зарисовка, а также устанавливается его значимость для работы конструкции.

6.2.2 Полное обследование конструкций железобетонных резервуаров

6.2.2.1 Полное техническое обследование проводится на основании технического задания (6.2.1.12), утвержденного главным инженером предприятия по индивидуальной для каждого резервуара программе, разработанной специализированной организацией в соответствии с положениями данных Правил. Программа полного технического обследования утверждается главным инженером предприятия.

6.2.2.2 Перечень работ при полном обследовании:

- очистка резервуара;
- монтаж подмостков, обеспечивающих доступ для инструментальных измерений;
- установка страховочных устройств к конструкциям, находящимся в аварийном состоянии;
- отрывка шурфов и каналов;
- подготовка покрытия резервуара к проведению обследования плит.

6.2.2.3 Рекомендуемый набор приборов, оборудования и технических средств, необходимых для проведения полного технического обследования железобетонных резервуаров, приведен в Приложении М.

6.2.2.4 Определение физико-механических характеристик бетона и арматуры железобетонных конструкций резервуаров должно проводиться в полном соответствии с требованиями стандартов на эти виды испытаний.

6.2.2.5 Наличие и расположение трещин в конструкциях, стыках и герметизирующем слое устанавливаются визуально. В дефектной ведомости зарисовывается схема расположения трещин и их характер.

6.2.2.6 Ширина раскрытия трещин определяется с помощью прибора МПБ-2. При наличии трещин в теле бетона, в предварительно напряженных конструкциях и при раскрытии трещин более 0,3 мм в обычных конструкциях, необходима проверка состояния рабочей арматуры.

6.2.2.7 Уровень карбонизации защитного слоя бетона следует устанавливать на свежем открытом защитном слое с помощью 1 % раствора фенолфталеина. Окраска в ярко-малиновый цвет после нанесения раствора фенолфталеина свидетельствует о потере бетоном защитных свойств.

6.2.2.8 Появление белого налета после обработки свежеоткрытого бетона 1 % раствором азотнокислого серебра свидетельствует о наличии агрессивных к металлу ионов хлора.

6.2.2.9 Толщину защитного слоя, диаметр и расположение арматуры в конструкции следует определять на оголенных участках визуально и с помощью линейки и штангенциркуля, а в местах, закрытых защитным слоем бетона, - с помощью магнитного метода в соответствии с [ГОСТ 22904](#).

6.2.2.10 Наличие коррозии рабочей арматуры определяется на оголенных участках и выборочно на участках со вскрытием защитного слоя в конструкциях с пониженной прочностью и плотностью бетона. Количество контролируемых участков устанавливается программой обследования.

6.2.2.11 Причина коррозии арматуры и состав коррозионного слоя устанавливаются с применением химического анализа.

6.2.2.12 Прогибы плит покрытия устанавливаются с помощью нивелирования отметок на торцах плит и в середине пролета. Установка и привязка нивелира должны осуществляться вне конструкций резервуара.

6.2.2.13 Совместная работа плит покрытия, их несущая способность и жесткость оцениваются выборочно по результатам нагружения конструкций с помощью гибких емкостей (брезентовых мешков с полиэтиленовыми вкладышами), заполняемых водой. Места загрузки и уровень нагрузки устанавливаются программой обследования после анализа состояния плит покрытия, обследованных неразрушающими методами. При загрузке конструкций фиксируются ступени загрузки и измеряются прогибы по концам плит и в середине пролета. Загрузка брезентовыми мешками, наполненными водой, участка покрытия резервуара показано на рисунке Приложения Н.

6.2.2.14 Все полученные результаты измерений и визуальных осмотров заносятся в Журнал для записи результатов измерения с указанием даты проведения работы, условий выполнения работы и конкретного лица, выполнившего замеры.

6.2.2.15 На выполненные при полном техническом обследовании резервуаров работы организации, проводившие их, составляют первичную документацию, на основании которой оформляют заключение о возможности или условиях дальнейшей эксплуатации резервуаров, необходимости их ремонта или вывода из эксплуатации.

6.2.3 Анализ результатов обследования и балльная оценка состояния конструкций

6.2.3.1 В зависимости от результатов полного обследования устанавливается один из пяти возможных баллов состояния конструкций резервуара (таблица

9).

Таблица 9 - Оценка состояния конструкций железобетонного резервуара по результатам полного обследования

Балл	Оценка состояния конструкции
5	Состояние отличное, дефектов не обнаружено, возможна дальнейшая эксплуатация без замечаний
4	Состояние хорошее, дефекты незначительны, может потребоваться мелкий ремонт
3	Состояние удовлетворительное, требуется ремонт или другие мероприятия по продлению сроков службы
2	Состояние неудовлетворительное, требуется восстановление или усиление
1	Состояние аварийное, к эксплуатации не пригодна, требуется замена

6.2.3.2 Система присвоения балла заключается в комплексном сопоставлении измеренной прочности бетона, прогиба (для изгибаемой конструкции), состояния арматуры и экспертной оценки установленных дефектов с проектными показателями и ограничениями, установленными экспертами на основании обнаруженных дефектов (таблица 10).

Таблица 10 - Классификация состояния конструкций ЖБР в зависимости от величины прочности бетона и прогиба конструкций, измеренных при обследовании

Балл	Прочность - $R^{эксн}$, кг/см ²	Прогиб - $f^{эксн}$, мм	Экспертная оценка дефектов
5	$R^{эксн} \geq R$	$f^{эксн} \leq f$	дефектов нет
4	$R > R^{эксн} \geq R_1$	$f^{эксн} \leq 1,1f$	дефекты незначительны
3	$R^{эксн} \geq R_1$	$f^{эксн} \leq 1,2f$	дефекты существенны, но устранимы
2	$R^{эксн} \geq R_1$	$f^{эксн} \geq 1,3f$	дефекты существенны, но устранимы
2	$R_1 > R^{эксн} \geq R_2$	$f^{эксн} \leq 1,3f$	дефекты существенны, но устранимы
1	$R_2 \leq R^{эксн} \leq R_2$	$f^{эксн} \geq 1,3f$	независимо от оценки дефектов
1	$R^{эксн} < R_2$	независимо	независимо от оценки дефектов

В таблице 10 приняты обозначения:

$R^{эксн}$ - прочность бетона, измеренная при обследовании;

$f^{эксн}$ - прогиб конструкции, измеренный при обследовании;

R - проектная прочность бетона;

R_1 - прочность бетона, при которой конструкция способна нести расчетную проектную нагрузку;

R_2 - прочность бетона, при которой конструкция способна нести сосредоточенную нагрузку в 100 кг (рабочего с грузом);

f - допускаемый прогиб.

6.2.3.3 Баллы с 5 по 3 включительно не могут быть присвоены конструкции при обнаружении в ней коррозии рабочей арматуры. Конструкции с обнаруженной коррозией арматуры должны быть или восстановлены до уровня надежной эксплуатации (балл 2), или заменены (балл 1).

6.2.3.4 Установление ограничений в таблице 11 определяется поверочными расчетами в соответствии со СНиП 2.03.01 и данными проекта резервуара. Пример определения параметров таблицы 11 для резервуара, сооруженного по типовому проекту «Резервуар железобетонный цилиндрический заглубленный для нефти емкостью 30000 м³ со сборными стенками и покрытием», Альбом № 1, Гипротрубопровод, Москва, 1962 г., приведен в Приложении П.

6.2.3.5 Резервуар не может быть допущен к эксплуатации, если в нем обнаружены конструкции с баллом состояния 1.

6.3.3.6 Конструкции с баллом 2 могут эксплуатироваться до восстановления несущей способности в течение 1 года, при условии их ограждения и ограничения нагрузки на них.

6.2.3.7 Конструкции с баллом 3 могут эксплуатироваться до их ремонта в течение 3 лет.

6.2.3.8 Конструкции с баллом 4 могут эксплуатироваться до их ремонта в течение 4 лет.

6.2.3.9 Конструкции с баллом 5 могут эксплуатироваться до следующего полного технического обследования.

6.2.3.10 По результатам полного технического обследования железобетонного резервуара организация-исполнитель выдаёт:

- технический отчет по результатам обследования с заключением о состоянии железобетонных конструкций резервуара и приложением дефектной ведомости;
- рекомендации по устранению выявленных дефектов конструкций;
- рекомендации к разработке проекта капитального ремонта.

7 КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ РЕЗЕРВУАРОВ

7.1 Капитальный ремонт вертикальных стальных резервуаров

7.1.1 В данном разделе изложены основные положения и правила выполнения работ по ремонту вертикальных стальных цилиндрических резервуаров, эксплуатируемых в системе магистрального трубопроводного транспорта нефти.

7.1.2 Дефекты, встречающиеся в элементах конструкции резервуаров, условно можно разделить на шесть групп:

- металлургические - появившиеся при изготовлении проката (закаты, расслоения, неравномерное легирование, задиры, микротрещины, нарушение геометрии проката и т.п.);
- проектные - появившиеся из-за несовершенств проекта;
- заводские - появившиеся на этапе изготовления рулонных или иных заготовок (дефекты сварки и сборки);
- транспортные - появившиеся в процессе транспортировки заготовок до монтажной площадки (вмятины, смятие части рулона, вырывы, задиры, гофры и т.п.);
- монтажные - появившиеся в процессе монтажа резервуара (дефекты сварки и монтажа металлоконструкций, дефекты оснований и фундаментов, необрунные остатки монтажных приспособлений, угловатость монтажных швов и т.п.);
- эксплуатационные - появившиеся в процессе эксплуатации резервуара (осадка, потеря устойчивости, коррозия, хлопуны и т.п.).

7.1.3 Методы ремонта должны выбираться в зависимости от видов дефектов и их геометрических характеристик по результатам полного диагностирования резервуара и расчетов экономической целесообразности.

7.1.4 При капитальном ремонте выполнение отдельных видов работ (при их необходимости) должно осуществляться в следующей последовательности:

- подготовительные работы (раздел 8);
- техническое диагностирование (раздел 6);
- разработка и согласование проекта ремонта;
- разработка и согласование проекта производства работ;
- выполнение ремонтных работ:
 - а) устранение дефектов, не требующих замены элементов конструкции;
 - б) установка дополнительных элементов жесткости;
 - в) замена элементов конструкции с недопустимыми дефектами;
 - г) исправление геометрического положения;
- устройство антикоррозийной защиты;
- контроль качества выполнения ремонтных работ;
- гидравлические испытания на прочность, устойчивость и герметичность;
- оформление документации и приемка в эксплуатацию.

7.1.5 При выполнении ремонтных работ следует руководствоваться требованиями проекта ремонта, прошедшего экспертизу органов Госгортехнадзора РФ, и требованиями нормативных документов, указанных в проекте.

7.1.6 Работы по ремонту резервуаров проводятся с соблюдением действующих правил охраны труда и пожарной безопасности. При проведении огневых работ перед их началом оформляется наряд-допуск (Приложение Р), который предусматривает весь объем работ в течение указанного в нем срока.

7.1.7 В проекте ремонта должна быть разработана технология ремонта с обоснованием принятых технических решений и стройгенплан объекта, 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.

7.1.8 Контроль качества ремонтных работ осуществляется заказчиком или независимой организацией имеющей лицензию, не зависимо от выполнения контроля качества силами монтажной организации. Авторский надзор выполняется организацией, разработавшей проект ремонта данного резервуара.

7.1.9 Гидравлические испытания на прочность и герметичность следует проводить после выполнения капитального ремонта (за исключением случаев, когда при ремонте не производилась замена металлоконструкций, а срок эксплуатации резервуара не превышает 20 лет).

7.1.10 Для ремонта и замены дефектных участков стенки, окраек днища, несущих конструкций покрытия и колец жесткости, кровли резервуаров, понтонов и плавающих крыш резервуаров, эксплуатируемых в районах с различной расчетной температурой наружного воздуха, в зависимости от объема резервуаров рекомендуется применять марки сталей в соответствии с проектной документацией на резервуар.

7.1.11 Качество и марки сталей, применяемых при ремонтах резервуаров, должны отвечать требованиям соответствующих стандартов или технических условий и подтверждаться сертификатами заводов-поставщиков.

7.1.12 В понтонах, плавающих крышах, затворах и резервуарном оборудовании допускается применять синтетические, резинотехнические и другие полимерные материалы, которые должны отвечать специальным техническим требованиям для каждого конкретного вида изделия. Эти материалы должны также удовлетворять требованиям правил охраны труда и пожарной безопасности.

7.1.13 Использование для ремонта применявшихся ранее кипящих и полуспокойных сталей, таких как ВСт2кп, ВСт3пс5-1, не допускается.

7.1.14 Выбор сварочных материалов следует проводить в соответствии с рекомендациями [СНиП II-23](#). Для ручной дуговой сварки резервуара рекомендуется применять следующие марки электродов:

- типа Э42А марки УОНИ 13/45 и т.п.;
- типа Э46А марки Э-138/45Н и т.п.;
- типа Э50А марки ОЗС-24, УОНИ 13/55, ОК 48.04, ОК 53.70, Феникс, Гарант и т.п.

7.1.15 Упаковка и маркировка сварочной проволоки должны соответствовать требованиям [ГОСТ 2246](#). Каждая партия проволоки должна иметь сертификат завода-изготовителя. На мотках проволоки должны быть заводские бирки.

7.1.16 Для сварки в среде углекислого газа использовать углекислоту сварочную с чистотой 99,5 % по ГОСТ 8050.

7.1.17 Для ремонта резервуаров следует применять приспособления и инструмент, выпускаемые серийно промышленностью и имеющие заводскую маркировку. Целесообразно применять наиболее прогрессивное, технологичное оборудование, обеспечивающее высокую производительность ведения ремонтно-монтажных работ и значительно снижающее долю ручного труда.

7.1.18 Грузоподъемные механизмы, такелажное оборудование и оснастка должны подвергаться техническим освидетельствованиям в сроки, устанавливаемые инструкциями Госгортехнадзора РФ и ведомственными службами.

7.1.19 Работы по подъему, перемещению, транспортированию грузов должны выполняться в соответствии с [ГОСТ 12.3.009](#) и [ГОСТ 12.3.020](#).

7.1.20 Оборудование для резки, сварки, электрооборудование должно быть работоспособным, находиться в исправном состоянии, перед проведением работ проверено, а также удовлетворять требованиям электро- и пожаробезопасности при использовании его в резервуарных парках, техники безопасности, [ПУЭ](#).

7.1.21 Резка заготовок листового металла, обработка кромок под сварку должны выполняться механическим способом или газовой резкой. Электродуговая резка листа штучными электродами не допускается. Кромки металла после газовой резки должны быть зачищены от заусениц, грата, окалины, наплывов до металлического блеска и не должны иметь неровностей, вырывов и шероховатостей, превышающих по высоте 1 мм.

7.1.22 Кромки деталей после кислородной резки должны быть зачищены механическим способом (шлифмашинками) на глубину не менее 2 мм. Следует зачистить до чистого металла поверхность свариваемых деталей на ширину 25-30 мм от оси стыка.

7.1.23 При кислородной резке необходимо оставлять перемычки длиной 40-60 мм в начале и конце реза и через каждые 2-3 м по длине реза. Перемычки разрезать не ранее чем через 1 час после окончания резки.

7.1.24 Сварка резервуара должна выполняться по проекту производства работ, составленному в соответствии с требованиями [СНиП 3.03.01](#), [ВСН 311](#).

7.1.25 К ручной сварке, а также к установке прихваток допускаются сварщики не ниже 5 разряда (резервуары емкостью до 5000 м³ включительно) и сварщики 6 разряда (резервуары емкостью свыше 5000 м³), имеющие действительные удостоверения установленного образца на право производства ответственных сварочных работ и сварившие контрольные образцы.

7.1.26 При ремонте резервуаров применять ручную дуговую сварку. Механизированная сварка (автоматами и полуавтоматами) при ремонте резервуаров может применяться только при сварке днищ, уторного шва, центральной части металлического понтона и швов, соединяющих центральную часть металлического понтона с коробами, в соответствии с требованиями [ГОСТ 8713](#) и [ГОСТ 14771](#). Рекомендуется применять механизированную сварку под флюсом, в защитных газах и с порошковой проволокой.

7.1.27 Применение газовой сварки для ремонта элементов резервуаров не допускается.

7.1.28 Для сварки корневых слоев применять электроды диаметром не более 3,25 мм, для сварки заполняющих и облицовочного слоев - электроды диаметром не более 4 мм.

7.1.29 Режимы ручной дуговой сварки выбирать в соответствии с паспортом на применяемые электроды, наклеенным на упаковке.

7.1.30 Сварку под слоем флюса использовать для сварки швов в нижнем положении.

7.1.31 Автоматическую сварку в среде углекислого газа использовать для сварки швов в нижнем положении.

7.1.32 Сварку при ремонте и устранении дефектов резервуаров рекомендуется выполнять при температуре окружающего воздуха не ниже минус 10 °С.

7.1.33 Сварку металлоконструкций при отрицательных температурах рекомендуется проводить при следующих условиях:

- сварка металлоконструкций резервуара из стали 09Г2С-12 должна проводиться без предварительного подогрева при температуре окружающего воздуха не ниже минус 20 °С для толщин до 16 мм. При более низкой температуре сварка должна проводиться с предварительным подогревом до температуры 120...160 °С;

- предварительный подогрев металла проводить в зоне сварки на ширину 100 мм по обе стороны от стыка или соединения, длина подогреваемого участка не более 800-1000 мм;

- предварительный подогрев рекомендуется проводить горелками типа ГВПН либо газопламенными горелками с наконечниками № 6 или № 7, температуру подогрева контролировать термокарандашами или пирометрами типа ТП-2;

- сборку конструкций проводить без ударов и чрезмерного натяжения собираемых элементов, холодная правка недопустима;

- режимы сварки устанавливать с увеличением сварочного тока на 15...20 %;

- сварку монтажных стыков проводить без перерыва. Недопустимо прекращать сварку до выполнения проектного размера шва и оставлять несваренные участки шва. В случае вынужденного прекращения работ процесс сварки может быть возобновлен только после повторного подогрева металла в зоне стыка до температуры 120-160 °С;

- при выполнении многослойных швов сварку в корне шва выполнять способом "двойного слоя", то есть не менее чем в два слоя участками длиной 170-220 мм;

- на рабочее место сварщику выдавать прокаленные электроды в количестве не более полусменной потребности;

- рабочее место сварщика, а также свариваемая поверхность должны быть ограждены от снега и сильного ветра. На монтажной площадке оборудовать помещение с температурой 20-24 °С для обогрева сварщиков;

- приварку и срезку монтажных приспособлений при температуре ниже минус 20 °С выполнять с подогревом металла до 120...160 °С в радиусе 100-150 мм;

- приварку приспособлений выполнять электродами типа Э-50А, например, марки УОНИ 13/55.

7.1.34 Для выполнения сварочных работ при температуре ниже минус 30 °С сварщик должен пройти соответствующие испытания. Сварщик, прошедший указанные испытания, может быть допущен к сварочным работам при температуре окружающего воздуха на 10 °С ниже температуры пробной сварки.

7.1.35 Геометрические размеры собранных стыков, чистота свариваемых кромок должны быть проверены мастером непосредственно перед прихваткой.

7.1.36 Сборка, подгонка и разделка кромок под сварку ремонтируемых листов и других конструктивных элементов в зависимости от конструкции резервуара выполняются в соответствии с [ГОСТ 5264](#) следующим образом:

- сборку листов и других элементов при толщине до 5 мм выполняют внахлестку, при толщине более 5 мм - встык; размер нахлестки рекомендуется не менее 30-40 мм, зазор между листами не должен превышать 1 мм;
- элементы (накладки), свариваемые внахлестку, на верхних поясах стенки устанавливают с внутренней стороны резервуара;
- зазор между стыкуемыми кромками листов в стыковых соединениях следует принимать не менее 1 мм и не более 2 мм;
- в стыковых односторонних соединениях с подкладкой при зазорах между кромками более 4 мм толщину подкладки принимают равной толщине свариваемых листов;
- элементы, соединяемые встык ручной дуговой сваркой, должны иметь разделку со скосом под углом $(27 \pm 3)^\circ$;
- элементы тавровых соединений (при выполнении ручной сваркой) должны иметь зазор между вертикальными и горизонтальными листами до 2 мм.

7.1.37 При сборке элементов конструкции под сварку детали соединяют посредством прихваток или при помощи стяжных и монтажных приспособлений.

7.1.38 Прихватки, накладываемые для соединения собираемых деталей, размещают в местах расположения сварных швов. Размеры прихваток должны быть минимальными, прихватки должны легко расплавляться при наложении постоянных швов.

7.1.39 Прихватки выполняют сварочными материалами, применяемыми для сварки проектных швов. Требования к качеству прихваток такие же, как и к сварочным швам. Прихватки выполняют сварщиками, допущенные к сварочным работам и имеющие соответствующие удостоверения.

7.1.40 При сборке элементов конструкций, свариваемых под флюсом, порошковой проволокой или в защитном газе, прихватки выполняют электродами, предусмотренными для ручной сварки сталей, из которых выполнены элементы.

7.1.41 При выполнении сварочных работ с целью ремонта и устранения дефектных мест резервуаров должны соблюдаться следующие требования:

- сборка краев днища должна выполняться в стык на соответствующей подкладке, сварка стыковых швов выполняется в два и более слоя с обеспечением полного провара корня шва; подкладка устанавливается на прихватках; приваривать подкладку по контуру к днищу запрещается; конец стыкового шва должен выводиться за пределы окрайки на остающийся конец подкладки длиной не менее 30 мм, который удаляют после окончания сварки кислородной резкой; места среза подкладок следует тщательно зачищать; зазор между подкладкой и кромками не должен превышать 1 мм;
- технологические подкладки для сварки окрайков днищ должны иметь толщину 4-6 мм, ширину не менее 100 мм;
- вертикальные стыковые швы стенки резервуаров должны свариваться с двух сторон, вначале сваривают основной шов, затем подварочный. Перед сваркой подварочного шва корень основного шва очищают от шлака и зачищают до металлического блеска.

Учитывая, что при удалении дефектных участков сварного шва не всегда возможно обеспечение регламентируемых стандартами зазоров между стыкуемыми элементами, допускается увеличение ширины шва для стыковых соединений на 25 %.

При необходимости удаления вертикального шва на всей высоте стенки его вырезку и ремонт следует проводить участками длиной не более 2 м.

7.1.42 Ручную сварку стыковых швов при ремонте резервуаров следует выполнять обратноступенчатым способом. Длина ступени не должна превышать 200-250 мм.

7.1.43 После сварки каждого слоя поверхность шва тщательно зачищают от шлака и брызг металла. Участки слоев шва с порами, раковинами и трещинами должны быть удалены и заварены вновь.

7.1.44 Ручную сварку многослойного сварного шва уторного соединения рекомендуется выполнять секциями обратноступенчатым способом. В пределах каждой секции швы также сваривают обратноступенчатым способом участками длиной до 300 мм. Длина одновременно свариваемого шва каждого слоя секции принимается до 900 мм.

7.1.45 При сварке низколегированных сталей длина каждой секции не должна превышать 350 мм. Сначала заваривают внутренний шов, а затем наружный.

7.1.46 Многослойную сварку швов из низколегированной стали (при толщине более 6 мм) рекомендуется выполнять короткими участками так, чтобы последующий шов накладывался на предыдущий неостывший слой. На последние слои, имеющие температуру около 200 °С, по линии их стыка накладывают отжигающий валик, края которого должны отстоять на 2-3 мм от ближайших границ проплавления.

7.1.47 Механизированную сварку под флюсом следует выполнять без предварительного скоса кромок металла толщиной до 12 мм и со скосом кромок -

при толщине более 12 мм.

7.1.48 Сварку в среде углекислого газа следует выполнять без предварительного скоса кромок металла толщиной до 10 мм и со скосом кромок - при толщине более 10 мм.

7.1.49 Зазоры в конструкциях, собранных под механизированную сварку (автоматами), должны быть для стыковых соединений (между кромками) от 1 до 3 мм, для тавровых соединений (между вертикальными и горизонтальными листами) - не более 3 мм и для нахлесточных соединений (между листами) - не более 1 мм.

7.1.50 Наложение шва поверх прихваток допускается только после зачистки их от шлака и кромок основного металла от брызг. При этом неудовлетворительно выполненные прихватки должны быть удалены и, при необходимости, выполнены вновь.

7.1.51 Дефекты в сварных соединениях должны быть устранены следующими способами:

- перерывы швов и кратеров заварены;
- сварные соединения с трещинами, а также непроварами и другими недопустимыми дефектами удалены на длину дефектного места плюс по 15 мм с каждой стороны и заварены вновь;
- подрезы основного металла, превышающие допустимые, зачищены и заварены путем наплавки тонких валиков электродом диаметром 3 мм с последующей зачисткой, обеспечивающей плавный переход от наплавленного металла к основному.

7.1.52 При заварке мест удаленных дефектных участков швов должно быть обеспечено перекрытие прилегающих концов основного шва.

7.1.53 Исправленные сварные швы должны пройти повторный контроль.

7.1.54 По окончании сварочных работ, выполнявшихся при ремонте и устранении дефектных мест резервуара, все вспомогательные сборочные приспособления и остатки крепивших их швов должны быть удалены, сварные соединения и места сварки очищены от шлака, брызг, потеков металла и, при необходимости, окрашены.

7.1.55 Допускается исправление одного и того же участка не более двух раз. В противном случае требуется полная замена участка металлоконструкции.

7.1.56 Ремонт днища методом наложения заплат допускается выполнять при очаговых поражениях язвенной коррозией или механических повреждениях полотнища днища, если расстояние от стенки до дефекта более 400 мм.

7.1.57 Минимальная высота заменяемого участка стенки составляет 200 мм. Для удобства выполнения сварочно-монтажных работ рекомендуется выполнять замену участка высотой 500-750 мм.

7.1.58 При замене дефектного участка в районе ПРП или люка-лаза рекомендуется производить полную замену листа первого пояса стенки с обязательным смещением вертикальных ремонтных швов на 500 мм относительно имеющихся вертикальных сварных швов стенки. Допускается выполнять замену участка стенки под ПРП или люком-лазом высотой 200 мм.

7.1.59 Решение о ремонте стенки методом ее частичной замены принимается в следующих случаях:

- недопустимые отклонения образующих стенки от вертикали;
- недопустимые хлопуны, охватывающие не менее 1/5 части стенки по периметру;
- недопустимая угловатость вертикальных монтажных швов;
- местная или локальная потеря устойчивости стенки РВС;
- наличие гофров на полотнище стенки;
- сплошные коррозионные повреждения полотнища стенки.

7.1.60 В тех случаях, когда корпус резервуара имеет крен либо недопустимые вмятины в местах соединения с элементами жесткости, решение о необходимости проведения ремонта и измерение отклонений образующих стенки от вертикали необходимо проводить после исправления геометрического положения.

7.1.61 Перед началом вырезки участка необходимо обеспечить устойчивость стенки крупногабаритных резервуаров на время замены части стенки путем установки подпорных стоек. Для малогабаритных резервуаров установить с внутренней и внешней сторон по два ребра жесткости по краям вырезаемого проема.

7.1.62 Ремонт может осуществляться с полной заменой старого днища и без нее. При монтаже нового полотнища поверх старого необходимо выполнить

соответствующую антикоррозионную обработку нижнего слоя металлоконструкций.

7.1.63 Частичная замена полотнища днища выполняется при поражении язвенной коррозией металлоконструкций до 50 % наружной поверхности. Ремонт ведется аналогично полной замене днища полистовым методом. Допускается выполнение нахлесточных и стыковых соединений, использование старого полотнища днища в качестве стенда для сборки заплат. При наложении заплат необходимо обработать прокорродировавшую поверхность преобразователем ржавчины или другим защитным покрытием.

7.1.64 Контроль качества сварных швов проводить в соответствии с требованиями проекта и разработанной технологией сварки в следующем объеме:

- 100 % длины монтажных сварных швов подвергнуть внешнему осмотру с лупой 10-кратного увеличения и измерению шаблонами по ГОСТ 3272;
- 100 % длины сварных заводских и монтажных швов днища проверить вакуумным методом на герметичность;
- монтажные швы стенки в объеме 100 % длины подвергнуть контролю рентгено- или гаммапросвечиванием по [ГОСТ 7512](#);
- шов, соединяющий стенку с днищем, проверить на герметичность методом керосиновой пробы или вакуумным методом;
- сварные швы покрытия проверить на герметичность путем создания внутреннего давления воздухом в момент гидравлического испытания (если производился ремонт крыши).

7.1.65 Нормы допустимых дефектов принимать по [СНиП 3.01.03](#) и [ГОСТ 23055](#).

7.1.66 Все ожоги на поверхности основного металла сваркой должны быть зачищены абразивным кругом на глубину не менее 0,5 мм. Ослабление сечения при обработке сварных соединений (углубление в основной металл) не должно превышать 3 % толщины металла.

7.1.67 Швы сварных соединений и металл конструкции по окончании сварки должны быть очищены от шлака, брызг и натеков.

7.1.68 Приваренные сборочные приспособления надлежит удалять без применения ударных воздействий и повреждения основного металла, а места их приварки зачищать до основного металла с удалением возможных дефектов.

7.1.69 По внешнему виду швы сварных соединений должны удовлетворять следующим требованиям:

- иметь гладкую или равномерно чешуйчатую поверхность (без наплывов, прожогов, сужений и перерывов) и не иметь резкого перехода к основному металлу. В конструкциях, воспринимающих динамические нагрузки, угловые швы должны выполняться с плавным переходом к основному металлу;
- наплавленный металл должен быть плотным по всей длине шва, не иметь трещин и дефектов, выходящих за допустимые пределы;
- подрезы основного металла допускаются глубиной не более 0,5 мм при толщине стали от 4 до 10 мм и не более 1 мм при толщине стали свыше 10 мм;
- все кратеры должны быть заварены.

7.1.70 Допускаемые размеры пор, шлаковых включений, обнаруженных при радиографическом контроле вертикальных швов стенки, определять в соответствии с требованиями [ГОСТ 23055](#) для 7 класса сварных конструкций для объема до 5 тыс. м³, 6 класса - для объема 10 и 20 тыс. м³ и 5 класса - для объема 30 тыс. м³ и выше.

7.1.71 Трещины всех видов и размеров в швах сварных соединений не допускаются.

7.1.72 Устранение наружных и внутренних дефектов должны выполнять сварщики высокой квалификации, имеющие опыт по устранению дефектов в сварных швах.

7.1.73 Дефекты сварных соединений следует заваривать с применением электродов наименьшего диаметра на минимальных сварочных режимах, установленных технологическим процессом.

7.1.74 Выявленные неразрушающими методами контроля внутренние дефекты должны быть устранены при помощи шлифовальных машинок с последующей сваркой и повторным контролем исправленных участков сварного шва. Разрешается исправление сваркой одного и того же участка не более двух раз.

7.1.75 Сведения об устранении дефектов и количестве исправлений должны заноситься в «Журнал сварочных работ».

7.1.76 При приемке из ремонта резервуаров с металлическими или синтетическими понтонами необходимо проверить:

- величину зазора между стенкой резервуара и бортом понтона и плотность прилегания кольцевого затвора, затворов направляющих труб, труб ручного замера, ПСР и центральной стойки;
- состояние швов и материалов ковра (непровары и разрывы не допускаются);
- состояние коробов, поплавков и др.;

- наличие крепления заземления понтона;
- крепление секций затвора с кольцом жесткости;
- соединение полос сетки между собой и заделку концов сетки по периметру синтетического понтона;
- наличие защиты от статического электричества;
- работоспособность конструкции затвора;
- работоспособность дренажных устройств;
- работоспособность уровнемера, пробоотборника.

7.1.77 Резервуар принимается в эксплуатацию после капитального ремонта комиссией с участием представителей от организаций, эксплуатирующих резервуар и осуществляющих ремонт, назначаемой руководством эксплуатирующей организации.

7.1.78 Резервуар после ремонтных работ принимается на основе дефектной ведомости и проектно-сметной документации с приложением актов на работы, выполненные при ремонте.

7.1.79 В зависимости от типа ремонтных работ прилагается следующая документация:

- дефектная ведомость (при нескольких дефектах);
- чертежи, необходимые при ремонте;
- проект производства работ по ремонту резервуара (ППР) или технологическая карта ремонта отдельных элементов или узлов;
- документы (сертификаты и другие документы), удостоверяющие качество металла, электродов, электродной проволоки, флюсов, клея и прочих материалов, примененных при ремонте;
- акты приемки основания и гидроизолирующего слоя;
- копии удостоверений (дипломов) о квалификации сварщиков, проводивших сварку конструкции при ремонте, с указанием присвоенных им цифровых или буквенных знаков; - акты испытания сварных соединений днища, стенки, кровли, понтона (плавающей крыши) на герметичность;
- заключения по качеству сварных соединений стенки и окрайков днища со схемами расположения мест контроля при физических методах контроля;
- журнал проведения ремонтных работ и журнал сварочных работ или другие документы, в которых указываются атмосферные условия в период ремонта;
- документы о согласовании отклонений от чертежей и ППР, если при ремонте такие отклонения были допущены;
- результаты нивелирования по наружному контуру днища и самого днища; результаты измерений геометрической формы стенки, в том числе и местных отклонений;
- результаты измерений местных отклонений кровли (для резервуаров повышенного давления);
- результаты измерений зазоров между стенкой и понтоном (при замене элементов стенки и коробов понтона);
- результаты измерений вертикальности установки направляющих понтона (плавающей крыши);
- акт на устройство антикоррозионного покрытия анкерных болтов в случае их ремонта;
- акт гидравлического испытания на прочность и герметичность;
- акт опробования оборудования (клапанов, задвижек и т.п.);
- градуировочная таблица после ремонта резервуара, связанного с изменением его объема;
- акт проверки омического сопротивления заземления.

7.1.80 Комиссией составляется акт о приемке и вводе резервуара в эксплуатацию с приложением документации на выполненные работы.

7.1.81 Акт на приемку резервуара (Приложение С) утверждает главный инженер предприятия, эксплуатирующего резервуар.

7.1.82 Документация на приемку резервуара и выполненные работы по его ремонту хранится вместе с паспортом.

7.1.83 Демонтаж резервуаров

7.1.83.1 Демонтаж резервуаров производится по истечении нормативного срока их эксплуатации либо при других обстоятельствах, затрудняющих их дальнейшую эксплуатацию. Решение о демонтаже резервуара принимается организацией эксплуатирующей резервуарные парки и согласовывается с вышестоящим ведомством.

7.1.83.2 Наиболее эффективным методом является демонтаж с применением шнуровых зарядов. Однако при демонтаже взрывом происходят значительные деформации и прогибы металлоконструкций, а также разрушение металла в месте воздействия взрывной волны.

7.1.83.3 Перед демонтажем резервуара кумулятивными зарядами его необходимо подготовить в соответствии с требованиями раздела 8 и заполнить водой на высоту 0,2-0,3 м.

7.1.83.4 Кумулятивные заряды необходимо транспортировать и хранить в соответствии с требованиями ПБ 13-01-92 «Единые правила безопасности при взрывных работах».

7.1.83.5 Персонал, выполняющий демонтаж резервуаров кумулятивными зарядами, должен пройти специальную подготовку, сдать экзамены по программе для взрывников квалификационной комиссии и иметь соответствующее удостоверение, а организация-исполнитель должна иметь лицензию Госгортехнадзора России на производство взрывных работ.

7.1.83.6 Обслуживающий персонал при демонтаже резервуаров кумулятивными зарядами в момент возможного взрыва должен находиться в укрытии на расстоянии не менее 300 м от места взрыва.

7.1.83.7 Абсолютная суммарная масса одновременно взрываемых (детонирующим шнуром или электродетонатором мгновенного действия) наружных зарядов не должна превышать 20 кг.

7.1.83.8 Если предполагается вторичное использование металлоконструкций, то демонтаж предпочтительнее выполнять в последовательности, обратной монтажу. При этом методе используются газовая резка и грузоподъемные механизмы.

7.2 Капитальный ремонт железобетонных резервуаров

7.2.1 Общая часть

7.2.1.1 Ремонт резервуара - комплекс строительно-монтажных работ и организационно-технических мероприятий по устранению физического износа, не связанных с изменением основных технико-экономических показателей сооружения.

7.2.1.2 Текущий ремонт резервуара осуществляется с целью восстановления исправности (работоспособности) его конструкций и систем инженерного оборудования, а также поддержания эксплуатационных показателей.

7.2.1.3 Капитальный ремонт резервуара осуществляется с целью восстановления его ресурса с заменой, при необходимости, конструктивных элементов и систем инженерного оборудования, а также улучшения эксплуатационных показателей на период до следующего капитального ремонта.

7.2.1.4 Оценка качества ремонтно-строительных работ по капитальному ремонту резервуара должна проводиться на основе оценок качества отдельных видов работ. При оценке качества ремонтно-строительных работ должно проверяться соблюдение установленных параметров: геометрических (размеры, отметки, зазоры, допуски), физико-механических (прочность, плотность, состояние поверхности, герметичность, влажность, температура) и других контролируемых параметров, предусмотренных проектом производства работ.

7.2.1.5 Проверка соответствия выполненных ремонтно-строительных работ требованиям проекта, нормативных документов и стандартов должна осуществляться в зависимости от характера контролируемых параметров и требований инструментально (измерения, испытания) и визуально. Необходимость сплошной или выборочной проверки, объем и способы контрольных измерений и испытаний следует определять исходя из требований нормативных документов и стандартов.

7.2.1.6 Ремонт, восстановление и усиление железобетонных конструкций резервуара осуществляются по индивидуальному проекту организацией, эксплуатирующей резервуар, или специализированной организацией, имеющей соответствующую лицензию Госгортехнадзора РФ.

7.2.1.7 Все ремонтные и восстановительные работы должны выполняться при соблюдении требований безопасности, изложенных в разделе 9 настоящих «Правил...».

7.2.2 Мероприятия по подготовке резервуара к ремонту

7.2.2.1 Мероприятия по подготовке резервуара к ремонту со стороны организации, выполняющей проект на капитальный ремонт:

- представление заказчику лицензии Госгортехнадзора РФ на проведение проектных работ;
- ознакомление с документацией по конструкции резервуара, его эксплуатации, техническим отчетом по обследованию и рекомендациями по ремонту;
- согласование с заказчиком проекта капитального ремонта резервуара;

- разработка проекта производства работ на капитальный ремонт резервуара;
- согласование с заказчиком проекта производства работ на ремонт резервуара.

7.2.2.2 Мероприятия по подготовке резервуара к ремонту со стороны организации, выполняющей ремонтные работы:

- представление заказчику лицензии Госгортехнадзора РФ на ремонтные работы железобетонных конструкций резервуаров;
- ознакомление с условиями проведения ремонтных работ, проектом на капитальный ремонт резервуара, проектом производства работ;
- проведение подготовительных работ в соответствии с ППР;
- изготовление вспомогательных средств, подмостей и т.д.;
- оформление разрешения на производство ремонтных работ;
- ограждение территории, где производится капитальный ремонт;
- согласование схемы размещения оборудования и материалов.

7.2.3 Технические средства, материалы и приспособления, необходимые для ремонта резервуара

7.2.3.1 При проведении ремонтных работ технические средства, материалы и приспособления применяются в соответствии с ППР.

7.2.3.2 Для ремонта резервуара должны применяться технические средства, имеющиеся в наличии и обеспечивающие экономичность проведения ремонтных работ.

7.2.3.3 Выбор вариантов применения отдельных машин и механизмов должен определяться в соответствии с ППР.

7.2.3.4 Для ремонта железобетонных конструкций, конструкций усиления и для герметизации стыков должны применяться бетоны и растворы, обладающие необходимой прочностью, морозостойкостью, плотностью и повышенными защитными свойствами арматуры в условиях воздействия агрессивной среды и нефтепродуктов.

7.2.3.5 Для герметизации покрытия, стен, днища, мест ввода трубопроводов допускается применение органических, неорганических и комплексных моно- или армированных составов, обеспечивающих требуемую герметичность элемента, надежность и долговечность применяемого материала, а также его экологическую и техническую безопасности.

7.2.3.6 В качестве вяжущего для бетонов и растворов необходимо применять сульфатостойкие портландцементы марки не ниже 400, удовлетворяющие требованиям [ГОСТ 22266](#), с содержанием трехкальциевого алюмината не более 8 % при их суммарном содержании не более 22 %.

7.2.3.7 При наличии агрессивных грунтов и вод выбор цемента должен проводиться с учетом требований [СНиП 2.03.11](#) «Защита строительных конструкций от коррозии».

7.2.3.8 В качестве крупных заполнителей должны применяться материалы (щебень, песок) преимущественно изверженных горных пород, удовлетворяющие требованиям [ГОСТ 26633](#).

7.2.3.9 Для приготовления прочных бетонов повышенной плотности рекомендуется применять пластифицирующую добавку С-3 (ТУ 6-36-0204229-625-90), микрокремнезем и воду, отвечающую требованиям [ГОСТ 23732](#) «Вода для бетонов и растворов. Технические условия.»

7.2.3.10 Применяемая для армирования железобетонных конструкций арматурная сталь должна отвечать требованиям [СНиП 2.03.01](#) «Бетонные и железобетонные конструкции. Нормы проектирования».

7.2.3.11 Для армирования клеевых композиций рекомендуется применять стеклоткани марки Т-10/2, СЭ, 325, А-3(С) и стеклосетки марки РС и СС-1.

7.2.4 Ремонт строительных конструкций

7.2.4.1 Общие требования

7.2.4.1.1 Ремонт строительных конструкций осуществляется в соответствии с проектом.

7.2.4.1.2 Все ремонтируемые конструкции должны быть очищены от остатков нефти.

7.2.4.1.3 Составы бетона и раствора, клеевые составы и другие применяемые для ремонта материалы должны быть подобраны и проверены в лабораторных условиях в соответствии с данными «Правилами...», соответствующими техническими условиями и иметь сертификат соответствия.

7.2.4.1.4 Выбор вида усиления конструкций определяется технико-экономическим сравнением вариантов.

7.2.4.2 Ремонт плит покрытия

7.2.4.2.1 Плиты, оцененные баллом 1 (в соответствии с разделом [6.2](#) настоящих «Правил...»), имеют минимальную прочность и находятся в аварийном

состоянии. Такие плиты потеряли связь с соседними плитами, работают самостоятельно и рекомендуются к замене (6.2.3.1).

Замену аварийных плит можно осуществить как в монолитном варианте, так и с применением новых сборных плит. В монолитном варианте необходимо применить бетон на расширяющемся цементе (ГОСТ 8267). Подбор состава расширяющегося при твердении бетона проводится таким образом, чтобы величина получаемого предварительного напряжения диском покрытия соответствовала уровню предварительного напряжения, предусмотренного проектом резервуара.

В том случае, если замена осуществляется сборной железобетонной плитой, необходимо обеспечить устройство напрягаемого стыка новой плиты с соседними. Для этого применяется бетон с высокой степенью расширения.

7.2.4.2.2 Плиты, оцененные баллом 2, имеют или чрезмерно большой прогиб ($f^{жсн} \geq 1,3f$) при достаточной прочности, или имеют недостаточную несущую способность для восприятия расчетной нагрузки.

Для плит, у которых основным критерием балльной оценки было превышение прогиба, рекомендуется зачистить внешнюю поверхность, уложить арматурную сетку и нанести слой торкрет-бетона (или слой бетона В30 с морозостойкостью не менее М50). Параметры арматурной сетки и толщина слоя на опорах подбираются, исходя из восприятия новым слоем 50 % проектной нагрузки.

Для плит, у которых основным критерием балльной оценки было снижение прочности, рекомендуется выполнить то же, что и в предыдущем случае, но параметры армирования и толщина нового слоя должны обеспечить 100 % восприятие расчетной нагрузки. Усиление таких конструкций возможно также с помощью разгружающих балок или дополнительной стойки.

7.2.4.2.3 Плиты, оцененные баллом 3, имеют пониженную прочность и требуют восстановления несущей способности. Восстановление свойств плиты производится наложением омоноличивающего железобетонного слоя. В соответствии с определенной прочностью плит при обследовании резервуара восстановленная плита должна выдерживать 100 % расчетной нагрузки на срок эксплуатации не менее 10 лет.

7.2.4.2.4 В плитах, оцененных баллом 4, должны быть выполнены ремонтные работы в соответствии с установленными при диагностике дефектами.

7.2.4.2.5 Плиты, оцененные баллом 5, могут продолжать использоваться без ограничений.

7.2.4.3 Ремонт колонн

7.2.4.3.1 Ремонт и усиление колонн проводятся при выявлении дефектов, приводящих к недостаточной несущей способности колонны и консолей или при образовании дефектов, снижающих надежность и долговечность конструкции.

7.2.4.3.2 При оценке колонны баллом 1 необходима замена конструкции на новую металлическую или железобетонную.

7.2.4.3.3 При оценке конструкции баллами 2, 3 целесообразно усиление колонны металлическими уголками с последующим обетонированием.

7.2.4.3.4 Перед усилением колонны необходимо максимально разгрузить покрытие над колонной и установить страховочные металлические стойки под опорными частями балок.

7.2.4.3.5 Усиление консолей колонн проводят с помощью разгружающих устройств, которые передают нагрузку с опорных частей балок непосредственно на ствол колонны.

7.2.4.4 Ремонт балок

7.2.4.4.1 Замену, ремонт, восстановление или усиление балок проводят при установленной недостаточной несущей способности, наличии дефектов или при увеличении нагрузки на покрытие.

7.2.4.4.2 Балки, оцененные баллом 1, необходимо заменять.

7.2.4.4.3 Для конструкции балки, оцененной баллом 2, необходима установка дополнительной опоры под середину пролета балки.

7.2.4.4.4 Для конструкции балки, оцененной баллом 3, рациональным может оказаться устройство шпренгельного усиления.

7.2.4.4.5 Для конструкций, оцененных баллом 4, необходимо осуществить ремонт по указанным в дефектной ведомости дефектам.

7.2.5 Устранение отдельных дефектов осуществляется в соответствии с таблицей 11.

Таблица 11. Дефекты конструкций железобетонных резервуаров и методы их устранения

№ дефекта и краткое описание	Степень повреждения	Мероприятия по устранению
1	2	3
1. Рыхлая, легкоотслаивающаяся	Глубина разрушения до 10-15 мм	Поверхность бетона зачищается ручным или механическим способом до прочного бетона,

поверхность бетона	Глубина разрушения более 10-15 мм, но не более 40 мм Глубина разрушения более 40 мм	проводятся пескоструйная очистка, промывка поверхности бетона с последующим нанесением торкрет-раствора Выполняются аналогичные операции по очистке поверхности. На очищенную поверхность укладывается арматурная сетка с последующим нанесением торкрет-бетона Плита оценивается баллом 1 или 2 и ремонтируется в соответствии с 7.2.4.2.1 или 7.2.4.2.2
2. Нарушение герметичности конструкции (непроектное сквозное отверстие)	Отверстие диаметром до 50 мм Отверстие диаметром более 50 мм	Зачистить края отверстия от пыли и грязи. Зачеканить отверстия бетоном или раствором густой консистенции. Загладить или зажелезнить поверхность свежеежуложенного бетона Обработать края отверстия, придав им конусность, узкой частью внутрь резервуара. Очистить от грязи и продуктов коррозии бетон и арматуру в отверстии. При необходимости установить дополнительную арматуру. Установить опалубку и провести бетонирование отверстия
3. Нарушение стыка между однотипными элементами	При трещинах шириной раскрытия менее 0,2 мм и длиной менее 1000 мм При трещинах шириной раскрытия от 0,2 до 1 мм и длиной менее половины длины шва При сквозных трещинах длиной более половины длины шва	Дефект ликвидируется с помощью защитных плёнок и покрытий Трещины и прилегающие к ним участки очищаются от грязи и пыли. С шагом, определённым в ППР, по оси трещины устанавливаются на клею шпунца. После затвердевания клея, крепящего шпунца, по гибким шлангам под давлением осуществляется инъецирование трещины. Состав герметизирующего клея определяется проектом на ремонт резервуара Осуществляется очистка трещины и прилегающих поверхностей от пыли и грязи. При необходимости устанавливается опалубка, поверхности трещины увлажняются. Затем проводится зачеканка или бетонирование (в зависимости от величины раскрытия) трещины растворами или бетонами на расширяющихся цементах (с целью обеспечения восстановления предварительного напряжения)
4. Нарушение стыка между разнотипными элементами		Проводят такие же мероприятия, что и при дефекте 3. В том случае, если восстановление монолитности работы конструкций добиться не удаётся (ввиду разностей жесткостей и условий работы конструкций), необходимо учитывать податливость стыка и применять эластичные материалы, которые могут деформироваться в пределах работы стыка без разрушения
5. Коррозия рабочей арматуры	Сокращение площади поперечного сечения не более чем на 5 %, несущей способности - не более чем на 10 % Сокращение площади поперечного сечения более чем на 5 %, несущей способности - не более чем на 10 %: а) для конструкций без предварительного напряжения; б) для конструкций с предварительным напряжением	Удаляются поврежденные участки защитного слоя бетона. Осуществляется очистка арматуры от продуктов коррозии. Зачищенная арматура покрывается цементным раствором с последующим восстановлением защитного слоя а) Удаляются повреждённые участки защитного слоя бетона. Осуществляется очистка арматуры от продуктов коррозии. К рабочей арматуре, с помощью коротышей, подваривается дополнительная рабочая арматура. Восстанавливается защитный слой проектной и дополнительной арматуры б) Проводится усиление путём изменения расчётной схемы конструкции (установка промежуточной опоры, шпренгельная затяжка или др.). В случае невозможности устройства усиления необходимо произвести замену конструкции
6. Нарушение защитного слоя рабочей арматуры	Повреждения длиной менее 1000 мм Повреждения длиной более 1000 мм	Проводится оштукатуривание арматуры цементно-песчаным раствором до восстановления проектной толщины защитного слоя Для защиты арматуры проводят торкретирование. Для увеличения сил сцепления между слоями старого и нового бетона на старый бетон наносится эпоксидно-тиоколовый клей К-153. Новый бетон или раствор должен быть нанесен до потери липкости нанесенного клея
7. Коррозия конструктивной арматуры	При значительных повреждениях защитного слоя При повреждениях защитного слоя более 50 %, сопровождающихся интенсивной коррозией конструктивной арматуры	Необходимо провести очистку поверхности металлическими щётками и восстановить защитный слой до проектной величины Необходимо провести очистку поверхности металлическими щётками, установить дополнительную арматурную сетку и провести обетонирование конструкции

8. Трещина в теле конструкции	Одиночная трещина Трещины, вызванные снижением предварительного напряжения или снижением прочности бетона ниже допустимого уровня	Осуществляется заделка трещины путём инъецирования Сначала устраняются причины возникновения трещины, затем, если требуется, проводится заделка трещины. В зависимости от ширины раскрытия заделка проводится нанесением защитной плёнки или инъецированием
9. Разрушение части конструкции	При незначительном повреждении При значительном повреждении	Осуществляется оштукатуривание или омоноличивание разрушенной части конструкции Производится замена или усиление конструкции с заделкой места разрушения

Примечание - Под № 10 могут быть обозначены разнообразные дефекты, приводящие к нарушению прочностных и деформативных свойств, снижению долговечности и эксплуатационных качеств, разгерметизации и т.д. Причины образования этих дефектов определяются в результате обследования. Восстановление конструкций производят в соответствии с проектом на капитальный ремонт резервуара

7.2.6.3 Испытание на газонепроницаемость покрытия проводится в соответствии с разделом 2 настоящих «Правил...».

7.2.7 Приемка резервуара в эксплуатацию.

7.2.7.1 Приемка резервуара в эксплуатацию осуществляется комиссией, назначаемой руководителем эксплуатирующей организации. В состав комиссии включают представителей эксплуатирующей организации; организации, выполняющей ремонт; проектной организации; организации, проводившей обследование состояния конструкций, и органов государственного надзора.

7.2.7.2 Оценка качества работ проводится комиссией по результатам испытаний резервуара и визуально на соответствие выполненных работ проекту капитального ремонта.

7.2.7.3 Комиссия по приемке резервуара составляет акт о приемке и вводе резервуара в эксплуатацию с приложением следующей документации:

- дефектной ведомости;
- проекта на капитальный ремонт с проектом производства работ;
- сертификатов на примененные при ремонте материалы;
- актов и журналов производства ремонтных работ;
- согласований на изменения и отклонения, допущенные при ремонте, по сравнению с проектом на капитальный ремонт резервуара;
- актов на проведенные испытания.

7.2.7.4 Акт о приемке резервуара в эксплуатацию утверждается руководителем эксплуатирующей организации.

7.2.7.5 Акт о приемке резервуара в эксплуатацию с документами, перечисленными в 7.2.7.3, хранится вместе с паспортом на резервуар. Сведения о ремонте заносятся в паспорт резервуара.

8 ОЧИСТКА РЕЗЕРВУАРОВ

8.1 Резервуары для нефти следует очищать по мере необходимости, определяемой условиями сохранения качества нефти, надежной эксплуатацией резервуаров и оборудования, т.е. очистку необходимо проводить для:

- обеспечения надежной эксплуатации резервуаров;
- освобождения от пирофорных отложений, высоковязких остатков с наличием минеральных загрязнений, ржавчины и воды;
- полного обследования и производства ремонта.

8.2 На очистку резервуара составляется проект производства работ, который должен содержать следующие разделы:

- подготовка резервуара к проведению работ;
- проведение очистки;
- безопасность проведения работ;
- пожарная безопасность;
- схема размещения оборудования, используемого при очистке.

Проект утверждается главным инженером филиала предприятия и согласовывается пожарной охраной объекта.

8.3 Работы по очистке резервуаров могут выполнять ремонтные подразделения эксплуатирующей организации либо специализированные предприятия, имеющие соответствующую лицензию.

8.4 На весь период работ по очистке резервуара назначается ответственный для руководства и обеспечения безопасных условий труда (если очистка выполняется эксплуатирующей организацией) или решения организационных вопросов и контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на объекте (при привлечении к очистке специализированной организации).

8.5 Перед выполнением работ внутри резервуара все связанные с ним трубопроводы должны быть отключены закрытием задвижек и установкой заглушек с хвостовиком. Расчет толщины заглушки выполняется в соответствии с Приложением Т. Место и время установки заглушек должны быть записаны в вахтовом журнале. Для проведения работ по очистке оформляются акт (Приложение У) и наряд-допуск на проведение газоопасных (ремонтных) работ. Периодически повторяющиеся газоопасные работы, являющиеся неотъемлемой частью технологического процесса, характеризующиеся аналогичными условиями их проведения, постоянством места и характера работ, определенным составом исполнителей, могут проводиться без оформления наряда-допуска, но с обязательной регистрацией перед их началом в журнале.

8.6 Технологический процесс очистки резервуара может включать следующие операции:

- откачку нефти и размыв донных отложений системами в соответствии с инструкцией по их эксплуатации;
- откачку до минимально возможного уровня;
- подготовку донного осадка к откачке из резервуара, контроль качества продукта и откачку его в соответствии с ППР;
- дегазацию резервуара до значений ПДВК при соблюдении предельного уровня загазованности каре резервуара не более 20 % НКПР;
- очистку резервуара в соответствии с ППР;
- дегазацию резервуара до значений ПДК;
- контроль качества очистки;
- утилизацию осадка.

8.7 Для очистки резервуаров применяются технологии, прошедшие утверждение в органах Госгортехнадзора в установленном порядке.

Выбор технологического варианта очистки обусловлен реальными условиями, состоянием объекта, уровнем и реологическими свойствами осадка.

8.8 Дегазация резервуара может осуществляться с помощью принудительной вентиляции, пропарки или другими способами.

Резервуары следует пропаривать при открытых люках. При пропарке резервуара внутри него должна поддерживаться температура не ниже 78 °С.

При пропаривании резервуара с металлическим понтоном верхнюю (над понтоном) и нижнюю (под понтоном) части резервуара следует пропаривать самостоятельно. Резервуары с понтоном из синтетического материала не пропаривают. При использовании пара для размягчения осадка и флегматизации газового пространства следует закрыть люки и следить за работой дыхательной арматуры.

8.9 Естественная вентиляция резервуара при концентрации паров в газовом объеме более 2 г/м³ должна производиться только через верхние световые люки с установкой на них дефлекторов.

Вскрытие люков-лазов первого пояса для естественной вентиляции (аэрации) допускается при концентрации паров нефти в резервуаре не более ПДВК (2,1 г/м³).

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

8.10 Применяемое при очистке оборудование должно отвечать следующим требованиям:

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

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

8.11 В процессе очистки резервуаров проводится контроль концентрации углеводородов в газовом пространстве.

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

8.13 Качество очистки резервуара контролируется:

- измерением концентрации углеводородов в газовом пространстве резервуара (ПДК не более 300 мг/м³);
- визуально;
- измерением предельно допустимой пожарной нагрузки в наиболее загрязненном месте (ПДПН не более 0,2 кг/м² для работы без доступа людей в резервуар и не более 0,1 кг/м² с доступом людей внутрь резервуара) для проведения огневых работ.

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

8.15 При необходимости выполнения ремонта с ведением огневых работ составляется акт (Приложение Ц). Для проведения огневых работ оформляется наряд-допуск.

8.16 После окончания ремонтных и других работ все заглушки должны быть удалены. Снятие заглушек, отмеченных в журнале, обязан проверить ответственный представитель предприятия.

9 ТРЕБОВАНИЯ ПО ОХРАНЕ ТРУДА, ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ И РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ

9.1 Охрана труда

9.1.1 Общие положения

9.1.1.1 Охрана труда - система сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности, включающая в себя правовые, социально-экономические, организационно-технические, санитарно-гигиенические, лечебно-профилактические, реабилитационные и иные мероприятия.

9.1.1.2 Требования по охране труда при эксплуатации резервуаров и резервуарных парков определяются законом «Об основах охраны труда в РФ», «Законом о промышленной безопасности опасных производственных объектов», другими действующими законодательными актами РФ и субъектов РФ, правилами, решениями и указаниями органов государственного надзора, Министерства и ведомства (компании).

9.1.1.3 Ответственность за соблюдение требований 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.

9.1.1.4 Согласно Федеральному закону «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» резервуары и резервуарные парки, входящие в состав НПС, относятся к опасным производственным объектам.

Декларация промышленной безопасности опасных производственных объектов должна содержать требования к промышленной безопасности резервуаров и резервуарных парков.

9.1.1.5 К работам по эксплуатации резервуаров допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие в установленном порядке инструктаж, подготовку, не имеющие медицинских противопоказаний при работе на опасных производственных объектах.

9.1.1.6 Обслуживание и ремонт технических средств резервуаров и резервуарных парков должны осуществляться на основании соответствующей лицензии, выданной федеральным органом исполнительной власти, специально уполномоченным в области промышленной безопасности, при наличии договора страхования риска ответственности за причинение вреда при их эксплуатации.

9.1.1.7 Инструкции по охране труда разрабатываются руководителями цехов, участков, лабораторий и т.д. в соответствии с перечнем по профессиям и видам работ, утвержденным руководителем предприятия.

9.1.1.8 При эксплуатации резервуаров и резервуарных парков возможно наличие следующих опасных и вредных производственных факторов:

- образование взрывоопасной среды;
- загазованность воздуха рабочей зоны;
- повышенный уровень статического электричества;
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- выполнение работ на высоте;
- повышенная или пониженная подвижность воздуха;

- недостаточная освещенность на рабочем месте;
- воздействие на организм человека электрического тока;
- повышенная или пониженная влажность воздуха.

9.1.2 Требования безопасности при выполнении технологических операций в резервуарах и резервуарных парках

9.1.2.1 Обслуживающий персонал резервуарного парка должен знать схемы его коммуникаций, чтобы при эксплуатации, авариях, пожарах в нормативные сроки безошибочно выполнять необходимые переключения. Схемы должны находиться на рабочих местах.

Каждый резервуар должен иметь номер, соответствующий технологической схеме, написанный на стенке РВС, а для ЖБР он должен быть написан на стенке камеры (колодца) управления задвижками или трафарете, установленном на кровле резервуара.

9.1.2.2 Открывать и закрывать задвижки в резервуарном парке следует плавно, без применения рычагов. Запорные устройства, установленные на технологических трубопроводах нефти и воды должны иметь указатель состояния (Открыто и Закрыто).

9.1.2.3 При переключениях действующий резервуар необходимо отключать только после открытия задвижек включаемого резервуара.

Одновременные операции с задвижками во время перекачки нефти, связанные с отключением действующего и включением нового резервуара, запрещаются.

9.1.2.4 В случае перелива нефти из резервуара необходимо немедленно подключить другой незаполненный резервуар, а разлитую нефть откачать в незаполненные резервуары. Резервуар, где произошел перелив, отключить 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 парка в специально отведенное место.

9.1.2.5 При закачке нефти в резервуары в безветренную погоду при температуре окружающего воздуха выше 20 °С необходимо осуществлять контроль загазованности резервуарного парка. При достижении ПДК должны приниматься меры по изменению режима работы резервуаров.

9.1.2.6 На территории резервуарных парков при обслуживании необходимо осуществлять контроль воздушной среды на наличие вредных веществ с помощью переносных газоанализаторов.

Контроль воздушной среды должен проводиться на расстоянии 10-12 м от наполняемых резервуаров и у обвалования с подветренной стороны. В резервуарных парках с сернистыми нефтями замер концентраций паров или отбор проб следует осуществлять, кроме того, на расстоянии 5-10 м за обвалованием по осевым линиям наполняемых резервуаров с подветренной стороны.

Замер концентраций паров должен проводиться не реже 1 раза в смену - в каре резервуарных парков с резервуарами типа РВСП и РВСПК; 1 раза через 4 часа - в каре с резервуарами типа РВС.

В резервуарных парках с подземными или полуподземными железобетонными резервуарами (ЖБР) замер концентраций паров нефти или отбор проб воздуха следует проводить через каждые 4 часа на высоте 0,10-0,15 м над покрытием крыши около стенки наполняемого резервуара по осевой линии и против дыхательных клапанов (по осевым линиям) с подветренной стороны.

9.1.2.7 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, находящаяся в резервуарах и резервуарных парках, по токсичности относится к III классу опасности вредного вещества.

Нефть с содержанием сероводорода в зависимости от его концентрации относится ко II или III классу опасности вредного вещества.

9.1.2.8 Для входа на территорию резервуарного парка по обе стороны 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 обвалования в других местах запрещается.

Лестницы должны соответствовать требованиям [ГОСТ 12.2.044](#).

9.1.2.9 Если на территории парка трубопроводы возвышаются более чем на 0,5 метра от уровня земли, то в местах перехода через них должны быть установлены переходные мостики с перилами.

9.1.2.10 Для освещения резервуарных парков следует применять прожекторы, установленные на мачтах, расположенных за пределами внешнего обвалования и оборудованных помостками 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 обвалования.

Согласно требованиям ПУЭ и СНиП 23-05 минимальная освещенность на территории резервуарного парка должна быть:

- для парка в целом - не менее 5 лк;
- в местах измерений уровня нефти в резервуаре и управления задвижками в резервуарном парке - 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 - 0,5 лк;
- на главных проездах 1-3 лк.

9.1.2.11 Нахождение обслуживающего персонала на плавающей крыше во время закачки и откачки резервуара запрещается.

9.1.2.12 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.

9.1.2.13 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, в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.124. Обувь не должна иметь металлических накладок и гвоздей.

9.1.2.14 При ручном отборе проб и замере уровня нефти, при спуске подтоварной воды, открытии замерных и других люков обслуживающий персонал должен находиться с наветренной стороны (стоять боком к ветру). При работе с открытыми люками последние должны быть закрыты предохранительными решетками. При необходимости находиться с подветренной стороны персонал должен пользоваться противогазом. Запрещается без противогаза заглядывать в открытый люк или низко наклоняться к его горловине во избежание отравления выделяющимися вредными парами и газами.

9.1.2.15 Запрещается проводить измерения уровня нефти и отбор проб вручную, а также осмотр резервуарного оборудования во время грозы. При гололеде должны быть приняты дополнительные меры безопасности.

9.1.2.16 Запрещается эксплуатировать газоуравнительную систему без огневых предохранителей на газоотводных трубопроводах резервуаров.

9.1.3 Требования безопасности при подготовительных и ремонтных работах

9.1.3.1 На резервуаре, на котором проводятся операции по приему и откачке нефти, запрещается ведение ремонтных работ.

9.1.3.2 Работы по зачистке и дегазации резервуаров, некоторые виды ремонта (изоляция внутренней поверхности и др.) относятся к газоопасным, выполняются по наряду-допуску на проведение огневых (ремонтных) работ. Эти работы должны выполняться только бригадой в составе не менее двух человек.

9.1.3.3 К зачистке, дегазации и проведению ремонта допускаются лица, прошедшие инструктаж по технике безопасности, медицинский осмотр и сдавшие экзамен на допуск к работе.

9.1.3.4 Работы по зачистке и ремонту резервуаров и резервуарного оборудования проводятся только в дневное время. Запрещается проводить работы по зачистке во время грозы.

9.1.3.5 Для приведения резервуара в безопасное состояние перед проведением ремонтных работ с помощью дегазации необходимо обеспечить содержание паров нефти:

- не более $0,3 \text{ г/м}^3$ при выполнении любых видов работ, связанных с пребыванием персонала внутри резервуара без защитных средств;
- не более $2,0 \text{ г/м}^3$ при выполнении любых видов работ с доступом персонала в защитных средствах дыхания внутрь резервуара.

9.1.3.6 Техническое обслуживание и очистку резервуаров с плавающей крышей следует проводить после установки крыши на опорные стойки.

9.1.3.7 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. Необходимо периодически, но не реже чем через каждые 2 ч, осуществлять контроль за состоянием воздушной среды на месте проведения ремонтных (огневых) работ, а при обнаружении в воздухе паров нефти (углеводородов, сероводорода), концентрация которых превышает ПДК, начальник объекта, участка должен прекратить выполнение работ и принять меры по ликвидации очагов загазованности, а при концентрации 20 % от нижнего предела воспламенения вывести работников за пределы обвалования, известить

руководителей объекта и принять меры к приведению рабочего места в соответствие с требованиями санитарных норм.

9.1.3.8 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.

9.1.3.9 Для ориентировки обслуживающего персонала при зачистке резервуара должен быть установлен вымпел, указывающий направление ветра. Запрещается проводить вскрытие и дегазацию резервуара (принудительную и естественную) при скорости ветра менее 1 м/с.

9.1.3.10 Инструмент, применяемый для удаления осадков (совки, скребки, ведра и др.), должен быть изготовлен из материалов, не образующих искру при ударе о стальные предметы и конструкции. Для очистки резервуаров следует применять щетки из неискрящих материалов и деревянные лопаты.

9.1.3.11 Перед началом огневых работ должны быть установлены границы опасной зоны. Радиус опасной зоны определяется проектом производства работ (ППР).

9.1.3.12 Электросварочные работы должны выполняться в соответствии с [ГОСТ 12.3.003](#) с учетом требований [ГОСТ 12.1.010](#), [ГОСТ 12.1.004](#). Одновременное производство электросварочных и газопламенных работ внутри резервуара не допускается.

9.1.3.13 Производство электросварочных работ во время дождя или снегопада при отсутствии навесов над электросварочным оборудованием и рабочим местом электросварщика не допускается.

9.1.3.14 Требования безопасности при газовой сварке и резке с применением кислородных, ацетиленовых баллонов и генераторов следует выполнять в соответствии с действующими правилами пожарной безопасности в Российской Федерации.

9.1.3.15 Работами на высоте в соответствии с приказами Минздравмедпрома России № 280/88 от 05.10.1995 г. и № 280/90 от 14.03.1996 г. считаются все работы, которые выполняются на высоте 1,5 м от поверхности грунта или настила.

9.1.3.16 Основным средством предохранения работников от падения с высоты во время работы является его страховка предохранительным поясом по ГОСТ 12.4.089.

9.1.3.17 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](#).

9.1.3.18 При работах на высоте для защиты головы все работники, находящиеся в этой зоне, должны обеспечиваться касками по [ГОСТ 12.4.087](#).

9.1.3.19 Приставные лестницы по конструкции должны соответствовать требованиям [ГОСТ 26887](#) и быть оборудованы нескользкими опорами. Для спуска рабочих в ЖБР, работы внутри него и подъема из него должны применяться переносные лестницы, изготовленные из искробезопасного материала.

9.1.3.20 При выполнении работ на высоте необходимо пользоваться ящиками и сумками для инструмента и крепёжных изделий, спускать и поднимать все необходимые для работы предметы с помощью хлопчатобумажной веревки.

Для безопасной доставки с резервуара проб нефти в лабораторию следует переносить их в специальных тканевых сумках, надеваемых через плечо. Для подъёма тяжелых деталей надлежит применять соответствующие грузоподъемные средства, своевременно проверенные согласно действующим правилам Госгортехнадзора.

9.1.3.21 Перед допуском людей в резервуар ответственные за проведение подготовительных и ремонтных работ обязаны 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.

9.1.3.22 Запрещается отогревать огнем арматуру, трубопроводы в резервуарном парке в случае замерзания. Для этой цели может быть применен водяной пар или горячая вода.

9.1.3.23 Очистку и промывку внутренних стен резервуара рабочие должны выполнять в средствах индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗ ОД), спецодежде и спецобуви. Обувь рабочих не должна иметь стальных накладок и гвоздей. Поверх спецодежды следует надевать спасательный пояс с крестообразными лямками и прикрепленными к нему двумя прочными сигнальными веревками, свободные концы которых должны выходить наружу через ближайший нижний люк и находиться в руках у наблюдающего.

9.1.3.24 У люка резервуара должны находиться не менее двух человек, готовых в случае необходимости оказать помощь работающим в резервуаре. Для ЖБР на каждого работающего в резервуаре должно быть два наблюдающих. Они также должны быть в спецодежде и спецобуви и иметь при себе СИЗ ОД.

9.1.3.25 При применении шлангового противогаса 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.

9.1.3.26 Продолжительность пребывания в шланговом противогазе не должна превышать 30 минут, а последующий отдых на чистом воздухе должен быть не менее 15 минут.

9.1.3.27 При очистке и ремонте резервуара ответственным за проведение подготовительных и ремонтных работ перед применением СИЗ ОД необходимо проверить маски, шланги и соединения. При обнаружении трещин, незначительных неплотностей в соединениях использовать их запрещается.

9.1.3.28 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.

9.1.3.29 Недалеко от очищаемого резервуара следует держать питьевую воду в плотно закрытом сосуде и аптечку с необходимыми медикаментами.

9.1.3.30 Рабочие, выполняющие работы внутри резервуаров, должны периодически, но не реже одного раза в год, проходить медицинский осмотр.

9.1.3.31 Для защиты глаз от пыли, брызг, едких веществ, отлетающих частиц, твердых частиц при ремонте работающие должны пользоваться защитными очками в соответствии с [ГОСТ Р 12.4.013](#).

При производстве электрогазосварочных работ должны применяться соответствующие защитные маски и очки со светофильтром.

9.1.3.32 Перед началом и в период работы с полимерными композициями рабочие должны равномерно смазывать руки защитными пастами 4-5 раз в смену, по окончании работ смазывать кремом.

9.1.3.33 При нанесении на внутреннюю поверхность резервуара полимерных клеевых композиций или аналогичных им необходимо поверх спецодежды и обуви надевать дополнительно легкий защитный комбинезон и резиновые галоши.

9.1.3.34 Спецодежда, 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 ОАО МН в части увеличения количественно-качественного ассортимента и уменьшения сроков службы.

9.1.3.35 Контроль за правильностью хранения, выдачи, ухода и пользования средствами индивидуальной защиты (СИЗ) возлагается на отдел охраны труда ОАО МН, инженеров по ТБ филиалов ОАО МН и структурных подразделений.

9.1.4 Требования безопасности при работе с нефтями с высоким содержанием сероводорода

9.1.4.1 При входе в обвалование резервуара, содержащего нефти с высоким содержанием сероводорода (более $20 \cdot 10^{-6}$ мг/кг), необходимо надевать фильтрующий противогаз марок В, КД. Вход и работа на территории резервуарного парка проводятся в присутствии наблюдателя (дублера). У входа в резервуарный парк должны быть установлены предупреждающие знаки.

9.1.4.2 Ручной отбор пробы и замер уровня в резервуаре с нефтью, содержащей сероводород, спуск подтоварной воды, открытие замерных и других люков необходимо проводить в присутствии наблюдающего (дублёра).

9.1.4.3 Для предупреждения самовоспламенения пиррофорных отложений необходимо периодически очищать внутреннюю поверхность резервуаров от продуктов коррозии.

Во время очистки внутреннюю поверхность резервуара необходимо непрерывно орошать (смачивать) водой.

9.1.4.4 Грязь, пиррофорные отложения и другие отложения, извлеченные при очистке резервуара от нефти, необходимо постоянно поддерживать во влажном состоянии до момента удаления их с территории резервуарного парка.

9.1.5 Требования безопасности в экстремальных условиях

9.1.5.1 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.

9.1.5.2 Руководство ведомства, предприятия в соответствии с законодательством о труде РФ устанавливает порядок обслуживания резервуаров и резервуарных парков при предельных значениях (и значениях выше) температуры наружного воздуха, скорости ветра для данного климатического района.

9.1.5.3 При экстремальных условиях (обледенение, туман и т.п.) проводить работы на высоте (отбор проб, измерение уровня ручным способом и т.п.), в резервуарах и резервуарных парках допускается при выполнении дополнительных мер безопасности (наличие дублёра, дополнительное освещение, применение предохранительных поясов, песка для устранения скольжения и других мер.)

9.1.5.4 Во время грозы приближаться к молниеотводам и резервуарам ближе чем на 4 м запрещается.

9.1.5.5 При авариях и инцидентах в резервуарных парках действия персонала регламентируются планом ликвидации возможных аварий, разрабатываемым на каждой НПС. Требования к содержанию ПЛА для резервуаров и резервуарных парков представлены в Приложении Ш.

9.1.5.6 Действия по ликвидации пожара в резервуарном парке регламентируются планом тушения пожара.

9.2 Охрана окружающей среды

9.2.1 Под окружающей природной средой (окружающей средой) понимается вся совокупность природных элементов и их комплексов в зоне расположения резервуаров МН и нефтебаз и прилегающих к ней территорий.

В соответствии с Законом Российской Федерации «Об охране окружающей природной среды» от 19 декабря 1991 года вопросы охраны окружающей среды при эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз решаются как комплексная задача, обеспечивающая сочетание экологических и экономических интересов.

9.2.2 Охрана окружающей среды при эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз состоит в:

- соблюдении действующих стандартов, норм и правил в области охраны окружающей среды;
- контроле степени загрязнения атмосферы, воды и почвы нефтью;
- контроле за утилизацией и своевременным удалением с территории твердых отходов;
- своевременной ликвидации последствий загрязнения окружающей среды;
- осуществлении мероприятий по сокращению загрязнения окружающей среды.

9.2.3 Работы по охране окружающей среды при эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз должны проводиться в рамках единой для всей страны системы правовых, нормативных, инструктивных и методических документов с учетом региональной специфики.

9.2.4 Плата за загрязнение окружающей природной среды взимается в соответствии с Законом РФ «Об охране окружающей природной среды» от 19 декабря 1991 года или законодательными актами субъектов Федерации, входящих в состав Российской Федерации.

Внесение платы за загрязнение окружающей природной среды 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 природной среде, здоровью и имуществу граждан, народному хозяйству, в соответствии с действующим законодательством.

9.2.5 Охрана атмосферного воздуха

9.2.5.1 К числу основных загрязняющих веществ, выбрасываемых из резервуаров, относятся углеводороды, образующиеся вследствие испарения нефти из резервуаров.

9.2.5.2 В соответствии с Законом РФ «Об охране окружающей природной среды» выбросы загрязняющих веществ в атмосферу допускаются на основе разрешения на выброс, выдаваемого региональными органами по охране природы, на основании утвержденных норм предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

9.2.5.3 Нормы предельно допустимых выбросов для резервуаров с нефтью устанавливаются в составе проекта нормативов предельно допустимых выбросов для НПО магистральных нефтепроводов и проекта нормативов предельно допустимых выбросов для нефтебаз.

9.2.5.4 При разработке норм предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу следует руководствоваться Законом РФ «Об охране окружающей природной среды»; [ГОСТ 17.2.3.02](#); «Нормами естественной убыли нефти при приеме, отпуске и хранении»; «Методикой расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий» ОНД-86; «Рекомендациями по оформлению и содержанию проекта нормативов предельно допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для предприятия».

9.2.5.5 Если к моменту разработки нормативов предельно допустимых выбросов на НПС или нефтебазе по причинам объективного характера не может быть обеспечено достижение норм предельно допустимых выбросов, то по согласованию с региональными органами по охране природы допускается установление норм временно согласованных выбросов - лимитов.

Нормативы временно согласованных выбросов должны устанавливаться на уровне, определенном для технически оснащенных НПС и нефтебаз, аналогичных по мощности и технологии, с указанием мероприятий, направленных на поэтапное снижение выбросов загрязняющих веществ до значений, обеспечивающих соблюдение предельно допустимых концентраций.

9.2.5.6 После установления норм предельно допустимых выбросов (временно согласованных выбросов) загрязняющих веществ в атмосферу на НПС и нефтебазах должен быть организован контроль за их соблюдением путем ведения журналов ПОД 1,2. Периодичность контроля выбросов углеводородов из резервуаров определяется на основании расчетов рассеивания, приведенных в «Проекте нормативов предельно допустимых выбросов (временно согласованных выбросов)» и положений ОНД-90 «Руководство по контролю источников загрязнения атмосферы. Части 1 и 2».

Контроль должен осуществляться либо силами предприятия, либо специализированными организациями на договорной основе.

9.2.5.7 Для снижения уровня загрязнения атмосферы выбросами углеводородов необходимо осуществлять мероприятия по сокращению потерь нефти из резервуаров.

Перечень технических средств по сокращению потерь от испарения нефти из резервуаров и показатели их эффективности представлены в таблице 12.

9.2.6 Охрана водных объектов

9.2.6.1 Производственно-дождевые сточные воды нефтеперекачивающих станций и нефтебаз перед сбросом их в водоемы и водотоки должны быть очищены. Необходимая степень очистки должна быть обоснована с учетом места сброса сточных вод и установленного норматива предельно допустимого сброса загрязняющего вещества.

9.2.6.2 Нормы предельно допустимого сброса загрязняющих веществ со сточными водами устанавливаются в разрешениях на специальное водопользование в соответствии с «Инструкцией о порядке согласования и выдачи разрешений на спецводопользование» НВН 33.5.1.02.

9.2.7 Охрана почвы

9.2.7.1 Источниками загрязнения почвы нефтью на нефтеперекачивающих станциях магистральных нефтепроводов и нефтебазах являются неплотности запорной арматуры, фланцевых и муфтовых соединений, сварных стыков; утечки вследствие коррозионных повреждений резервуаров; продукты зачистки резервуаров.

Таблица 12 - Показатели эффективности технических средств сокращения потерь нефти от испарения (от величины потерь нефти из резервуаров без средств сокращения потерь)

Техническое средство	Показатель эффективности в сокращении потерь, %
1	2
1. Плавающие крыши, понтоны в зависимости от применяемого типа уплотняющего затвора	80÷95
2. Газоуравнительная система, эффективность применения зависит от коэффициента совпадения операций по заполнению и опорожнению резервуаров (K_c); $0 \leq K_c \leq 1$, эффективность ГУС имеет пределы от 0 до 100 %; при $K_c = 0,5$	40
3. Дыхательные клапаны типа КДС	3
4. Диски-отражатели в зависимости от оборачиваемости резервуара	15÷30
5. Окраска резервуаров, до 2 лет эксплуатации включительно	7
свыше 2 до 4 лет включительно	3

9.2.7.2 Для предотвращения загрязнения почвы при разливах, отборе проб нефти из резервуаров и ремонтах необходимо устраивать закрытые дренажи в заглубленные резервуары с автоматической откачкой нефти.

Должен осуществляться постоянный надзор за герметичностью технологического оборудования, сальниковых устройств, фланцевых соединений, съемных деталей, люков и т.п.

9.2.7.3 Во избежание переливов нефти следует применять предохранительные устройства, автоматически прекращающие подачу нефти по достижении заданного уровня.

9.2.8 Лимиты образования и размещения отходов

9.2.8.1 Твердые отходы (продукты коррозии, механические примеси, нефтешламы), образующиеся при зачистке резервуаров, должны быть утилизированы или размещены в специально отведенных местах.

9.2.8.2 В соответствии с «Федеральным Законом об отходах производства и потребления» размещение отходов, образующихся в процессе работы НПС,

допускается на основе разрешения, выдаваемого региональными органами по охране природы, на основании утвержденных нормативов образования отходов и лимитов на их размещения для предприятия.

9.2.8.3 При разработке проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение следует руководствоваться «Федеральным Законом об отходах производства и потребления», Законом РФ «Об охране окружающей среды», «Временным классификатором токсичных промышленных отходов», «Методическими рекомендациями по проведению инвентаризации отходов производства и потребления и оформлению проекта нормативов предельного размещения отходов в природной среде». Проекты нормативов должны разрабатываться организацией, имеющей соответствующую лицензию Госкомэкологии РФ или субъектов Российской Федерации и утверждаться их территориальными органами.

9.2.8.4 В составе проекта нормативов предельного образования и лимитов размещения отходов для НПС магистральных нефтепроводов должно быть учтено количество твердых отходов, образующихся при очистке стен и днища резервуара.

9.3 Пожарная безопасность при эксплуатации резервуаров

9.3.1 Пожарная безопасность резервуаров и резервуарных парков в соответствии с требованиями [ГОСТ 12.1.004](#) должна обеспечиваться за счет:

- предотвращения разлива и растекания нефти;
- предотвращения образования на территории резервуарных парков горючей паровоздушной среды и предотвращения образования в горючей среде источников зажигания;
- противоаварийной защиты, способной предотвратить аварийный выход нефти из резервуаров, оборудования, трубопроводов;
- организационных мероприятий по подготовке персонала, обслуживающего резервуарный парк, к предупреждению, локализации и ликвидации аварий, аварийных утечек, а также пожаров и загораний.

9.3.2 При эксплуатации резервуаров и резервуарных парков должны выполняться требования, установленные «Правилами пожарной безопасности в Российской Федерации» [ППБ 01-93*](#) и «Правилами пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов открытого акционерного общества «Акционерная компания по транспорту нефти «Транснефть» ВППБ 01-05-99.

9.3.3 Ответственность за обеспечение пожарной безопасности резервуаров и резервуарных парков несет первый руководитель эксплуатирующей организации и лица, на которых возложена ответственность за пожарную безопасность на рабочих местах в соответствии с должностной инструкцией.

9.3.4 Резервуарные парки и отдельно стоящие резервуары должны оснащаться системами пенного пожаротушения и водяного охлаждения согласно [СНиП 2.11.03](#).

9.3.5 Системы пожаротушения, сигнализации, связи и первичные средства пожаротушения должны быть в исправном состоянии и постоянной готовности к действиям.

9.3.6 Для обеспечения пожарной безопасности должна быть создана пожарная охрана согласно ВНПБ 2000 «Пожарная охрана объектов транспортировки нефти», согласно которым определяется численность пожарной охраны и ее оснащение пожарной техникой.

9.3.7 Для каждого резервуарного парка в составе НПС, согласно Приложению I [ППБ 01-93*](#), должны быть разработаны цеховая и общеобъектовая инструкции о мерах пожарной безопасности в соответствии с настоящими правилами и «Правилами технической эксплуатации магистральных нефтепроводов».

9.3.8 Резервуарные парки и отдельно стоящие резервуары должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения в соответствии с действующими нормами, указанными в [ППБ 01-93*](#) «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации».

9.3.9 На территории резервуарного парка должны быть установлены знаки пожарной безопасности по [НПБ 160-97](#) 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.

9.3.10 Электротехническое оборудование и их элементы, располагаемые во взрывоопасной зоне резервуара, должны быть взрывозащищенного исполнения согласно [ГОСТ 12.2.020](#), [ГОСТ 22782.0](#), [ПУЭ](#).

Электробезопасность средств измерения уровня и отбора проб, имеющих электрическое питание, обеспечивается по ГОСТ 12997.

Электрическую часть средств измерения уровня и отбора проб не допускается устанавливать внутри резервуара.

9.3.11 Пожарная безопасность территории резервуарного парка должна соответствовать требованиям «Правил пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов открытого акционерного общества «Акционерная компания по транспорту нефти «Транснефть» ВППБ 01-05-99 и [СНиП 2.11.03](#).

9.3.12 Подготовительные работы к ремонту и ремонтные работы должны вестись с соблюдением требований РД 153-39-ТН-012-96 «Инструкция по пожаровзрывобезопасной технологии очистки нефтяных резервуаров», [РД 08-200-98](#) «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Типовая инструкция по организации безопасного проведения газоопасных работ» и др. НТД.

9.3.13 Огневые работы на территории резервуарного парка и в резервуарах следует выполнять в соответствии с действующими НТД: «Правилами пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов открытого акционерного общества «Акционерная компания по транспорту нефти «Транснефть» ВППБ 01-05-99, «Типовой инструкцией о порядке ведения сварочных и других огневых работ на взрывоопасных, взрывопожароопасных и пожароопасных объектах».

Приложение А к РД 153-39.4-078-01 (справочное)

Технические характеристики типовых стальных вертикальных резервуаров

Тип резервуара	Высота стенки, м	Диаметр резервуара, м	Масса, т, (мин. - макс)
1	2	3	4
РВС-2000	11,92	15,18	44,25 - 48,56
РВСП-2000	11,92	15,18	55,51
РВС-2000	11,92	15,18	45,37 - 52,66
РВС-2000	11,92	15,48	45,28
РВСП-2000	11,92	15,18	47,11
РВС-3000	11,92	18,98	62,84 - 67,10
РВСП-3000	11,92	18,98	63,46
РВС-3000	11,92	18,98	58,12 - 69,29
РВС-3000	11,92	18,98	64,21
РВСП-3000	11,92	18,98	67,03
РВС-5000	11,92	22,80	93,4 - 100,20
РВСП-5000			114,81
РВС-5000	11,92	22,79	93,62 - 106,24
РВС-5000	14,90	20,92	91,70
РВСП-5000	14,90	20,92	97,67
РВС-5000	14,90	20,92	97,91
РВСП-5000	14,90	20,92	108,42
РВС-10000	11,92	34,20	200,34 - 220,18
РВСП-10000	11,92	34,20	240,93
РВС-10000	11,92	34,20	181,36 - 211,97
РВС-10000	17,88	28,50	187,23 - 194,0
РВСП-10000	17,88	28,50	198,58
РВС-10000	11,94	34,20	211,60
РВСП-10000	11,94	34,20	
РВС-15000	11,92	39,90	268,52 - 295,92
РВСП-15000	11,92	39,90	
РВС-20000	11,92	45,60	353,87 - 390,77

РВСП-20000	11,92	45,60	423,97
РВС-20000	11,92	47,40	363,25 - 408,36
РВС-20000	17,90	39,90	368,78
РВСП-20000	17,90	39,90	446,97
РВС-20000	17,90	39,90	354,45
РВСП-20000	17,90	39,90	381,24
РВС-30000	17,90	45,60	486,90
РВСП-30000	17,90	45,60	584,10
РВС-30000	17,90	45,60	492,20
РВСП-30000	17,90	45,60	521,69
РВСПК-50000	17,90	60,70	798,30
РВСПК-100000	17,90	88,70	1620,00

Примечание - Принятые обозначения: РВС - резервуар вертикальный стальной; РВСП - резервуар вертикальный стальной с понтоном; РВСПК - резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей

Приложение Б (справочное)

Параметры железобетонных резервуаров

Унифицированный ряд емкостей резервуаров из железобетонных конструкций для нефти, сооруженных в 1960 - 1974 гг., в т.ч. по типовым проектам серий 7-02-295*...7-02-315**, приводится в таблице [Б.1](#).

Таблица Б.1 - Унифицированный ряд емкостей ЖБР

Емкость резервуара, м ³	Цилиндрические		Прямоугольные	
	диаметр, м	высота, м	в плане, м	высота, м
2000**	24	4,8	18×24	4,8
3000	30	4,8	24×30	4,8
5000*	30	7,8 (8)	-	-
10000*	42	7,8 (8)	48×48	4,8
20000	54	9	-	-
30000	66	9	-	-
40000	78	9	-	-

Технические характеристики дыхательной арматуры и огневых предохранителей

Технические характеристики дыхательной арматуры и огневых предохранителей. Шифр	Наименование	Назначение	ГОСТ или ТУ	Д, мм	Пропускная способность, м ³ /ч	Давление рабочее, мм в. ст.	Вакуум рабочий, мм в. ст.	Завод-изготовитель	Температурный предел применения, °С	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ПДКМ-100	Клапан непримерзающий дыхательный	Для герметизации газового пространства резервуаров с нефтью и нефтепродуктами	ТУ 63 РСФСР 61-74	100	200	160	16	Армавирский опытный машзавод	-40 +40	
ПДКМ-150	Клапан непримерзающий дыхательный	Для герметизации газового пространства резервуаров с нефтью и нефтепродуктами	ТУ 63 РСФСР 61-74	150	500	160	16	Армавирский опытный машзавод		
ПДКМ-200	Клапан непримерзающий дыхательный	Для герметизации газового пространства резервуаров с нефтью и нефтепродуктами	ТУ 63 РСФСР 61-74	200	900	160	16	Армавирский опытный машзавод		
ПДКМ-250	Клапан непримерзающий дыхательный	Для герметизации газового пространства резервуаров с нефтью и нефтепродуктами	ТУ 63 РСФСР 61-74	250	1500	160	20	Армавирский опытный машзавод		
ПДКМ-350	Клапан непримерзающий дыхательный	Для герметизации газового пространства резервуаров с нефтью и нефтепродуктами	ТУ 63 РСФСР 61-74	350	3000 5000	200	100	ОАО «Нефтемаш» Сапкон		
СМДК-50	Совмещенный механический клапан и непримерзающий 2-мембранный клапан	Для установки на резервуарах с нефтью в качестве дыхательного оборудования, сообщающего газовое пространство с атмосферой, и регулирования давления паров в газовом пространстве емкостей	ТУ 63 РСФСР 69-75	50	25	200	25	Армавирский опытный машзавод	-10 +45	
СМДК-100	Совмещенный механический клапан и непримерзающий 2-мембранный клапан	Для установки на резервуарах с нефтью в качестве дыхательного оборудования, сообщающего газовое пространство с атмосферой, и регулирования давления паров в газовом пространстве емкостей	ТУ 63 РСФСР 69-75	100	25	200	25	Армавирский опытный машзавод		
СМДК-150	Совмещенный механический клапан и непримерзающий 2-мембранный клапан	Для установки на резервуарах с нефтью в качестве дыхательного оборудования, сообщающего газовое пространство с атмосферой, и регулирования давления паров в газовом пространстве емкостей	ТУ 63 РСФСР 69-75	150	142	200	25	Армавирский опытный машзавод		
СМДК-200	Совмещенный механический клапан и непримерзающий 2-мембранный клапан	Для установки на резервуарах с нефтью в качестве дыхательного оборудования, сообщающего газовое пространство с атмосферой, и регулирования давления паров в газовом пространстве емкостей	ТУ 63 РСФСР 69-75	200	250	200	25	Армавирский опытный машзавод		

СМДК-250	Совмещенный механический клапан и непримерзающий 2-мембранный клапан	Для установки на резервуарах с нефтью в качестве дыхательного оборудования, сообщающего газовое пространство с атмосферой, и регулирования давления паров в газовом пространстве емкостей	ТУ 63 РСФСР 69-75	250	300	200	25	Армавирский опытный машзавод		
СМДК-350	Совмещенный механический клапан и непримерзающий 2-мембранный клапан	Для установки на резервуарах с нефтью в качестве дыхательного оборудования, сообщающего газовое пространство с атмосферой, и регулирования давления паров в газовом пространстве емкостей	ТУ 63 РСФСР 69-75	350	420	190	25	Армавирский опытный машзавод		
КД-50				50	15			ОАО «Нефтемаш» Сапкон		
КД-100				100	50			ОАО «Нефтемаш» Сапкон		
КД-150				150	100					
КД-250	Клапан дыхательный	Для предотвращения повышения давления и вакуума сверх установленных значений		250	300					
КДС-1000	Клапан дыхательный	Для герметизации газового пространства резервуаров с нефтью и нефтепродуктами и регулирования давления в этом пространстве	ТУ 26-02-1009-93	350	1000	200	25	ОАО «Нефтемаш» Сапкон	-60 +40	Применяется взамен КПР-2-100 КПСА-200 КПСА-250 КД2-250 КД2-350
КДС 1500	Клапан дыхательный	Для герметизации газового пространства резервуаров с нефтью и нефтепродуктами и регулирования давления в этом пространстве	.ТУ 26-02-1009-93	500	1500	200	25	ОАО «Нефтемаш» Сапкон		Прпменяется взамен КПР2-200 КПСА-350
КДС-3000	Клапан дыхательный	Для герметизации газового пространства резервуаров с нефтью и нефтепродуктами и регулирования давления в этом пространстве	ТУ 26-02-1009-93	500	3000	200	25	ОАО «Нефтемаш» Сапкон		Применяется взамен КПР2-250 КПР2-350 НДКМ-350
КДС2-1500	Клапан дыхательный	Для герметизации газового пространства резервуаров с нефтью и нефтепродуктами	ТУ 26-02-1009-93	150 200 250 350 500	450 750 1000 1300 1500	200 200 200 200 200	25 25 25 25 25	ОАО «Нефтемаш» Сапкон	-60 +40	Применяется взамен ПДКМ КПГ КД2 СМДК КПР2
КДС2-3000	Клапан дыхательный	Для герметизации газового пространства резервуаров с нефтью и нефтепродуктами	ТУ 26-02-1009-93	250 350 300	1100 2400 3000	200 200 200	25 25 25	ОАО «Нефтемаш» Сапкон	-60 +40	Применяется взамен ПДКМ КПГ

										КД2 СМДК КПР2
КПГ-150	Клапан предохранительный гидравлический	Для предотвращения разрушения резервуара при отказе в работе клапанов ПДКМ	ТУ 63 РСФСР 62-74	150	500 900	200 - 120	25 - 30 35 - 40 90 - 100	Армавирский опытный машзавод		
КПГ-200	Клапан предохранительный гидравлический	Для предотвращения разрушения резервуара при отказе в работе клапанов ПДКМ	ТУ 63 РСФСР 62-74	200	900 1300	200 - 120	25 - 30 35 - 40 90 - 100			
КПГ-250	Клапан предохранительный гидравлический	Для предотвращения разрушения резервуара при отказе в работе клапанов ПДКМ	ТУ 63 РСФСР 62-74	250	1500 - 2700	200 - 120	25-30 35 - 40 90 - 100			
КПГ-350	Клапан предохранительный гидравлический	Для предотвращения разрушения резервуара при отказе в работе клапанов ПДКМ	ТУ 63 РСФСР 62-74	350	2700 - 5000	200 - 120	25 - 30 35 - 40 90 - 100			
ПКС-200	Клапан предохранительный гидравлический	Для регулирования давления в газовом пространстве резервуара в случае отказа газового клапана		200	200.	55 - 60	35 - 40			
ПКС-250	Клапан предохранительный гидравлический	Для регулирования давления в газовом пространстве резервуара в случае отказа газового клапана		250	250	55 - 60	35 - 40			
КПС-250	Клапан предохранительный, сварной конструкции	Для предупреждения повышения давления и вакуума сверх установленных в вертикальных резервуарах в случае неисправности дыхательного клапана		256 г	300	200	40			
КПС-300	Клапан предохранительный, сварной конструкции	Для предупреждения повышения давления и вакуума сверх установленных в вертикальных резервуарах в случае неисправности дыхательного клапана		350	600	200	40			
ОП-50	Огневой предохранитель	Для предохранения резервуаров от попадания в них искр и пламени		50	25			Армавирский опытный машзавод		
ОП-100	Огневой предохранитель	Для предохранения резервуаров от попадания в них искр и пламени		100	100					
ОП-150	Огневой предохранитель	Для предохранения резервуаров от попадания в них искр и пламени		150	215			Армавирский опытный машзавод		
ОП-200	Огневой предохранитель	Для предохранения резервуаров от попадания в них искр и пламени		200	380					
ОП-250	Огневой предохранитель	Для предохранения резервуаров от попадания в них искр и пламени		250	600					
ОП-350	Огневой предохранитель	Для предохранения резервуаров от попадания в них искр и пламени		350	900					
ОП-500	Огневой предохранитель	Для предохранения резервуаров от попадания в них искр и пламени		500	до 2200			Армавирский опытный машзавод		
ПО-50	Огневой	Для предохранения резервуаров от		50	25	,		ОАО		

	предохранитель	попадания в них искр и пламени					«Нефтемаш» Сапкон		
ПО-100	Огневой предохранитель	Для предохранения резервуаров от попадания в них искр и пламени		100	100		ОАО «Нефтемаш» Сапкон		
ПО-150	Огневой предохранитель	Для предохранения резервуаров от попадания в них искр и пламени		150	215		ОАО «Нефтемаш» Сапкон		
ПО-200	Огневой предохранитель	Для предохранения резервуаров от попадания в них искр и пламени		200	380		ОАО «Нефтемаш» Сапкон		
ПО-250	Огневой предохранитель	Для предохранения резервуаров от попадания в них искр и пламени		250	600		ОАО «Нефтемаш» Сапкон		
ПО-350	Огневой предохранитель	Для предохранения резервуаров от попадания в них искр и пламени		350	900		ОАО «Нефтемаш» Сапкон		
ПО-500	Огневой предохранитель	Для предохранения резервуаров от попадания в них искр и пламени		500	2200		ОАО «Нефтемаш» Сапкон		

Приложение Г
(рекомендуемое)

Комплекс технических мероприятий по подготовке и проведению испытаний вертикальных стальных резервуаров

Г.1 При подготовке резервуара к испытанию проверяются его геометрическая форма и размеры, а также положение в плане и по высоте всех конструктивных элементов резервуара в объеме, предусмотренном в [СНиП 3.03.01](#), выполняется нивелирование днища РВС с построением плана днища в горизонталях с целью определения соответствия уклона днища проектному и выявления деформируемых участков (хлопунов и вмятин). Отклонения не должны превышать величин, приведенных в [СНиП 3.03.01](#).

Г.2 Перед испытанием резервуара с плавающей крышей или понтоном при положении крыши (понтон) на опорных стойках или кронштейнах проводят дополнительно следующие замеры:

- а) фактического периметра плавающей крыши или понтона;
- б) отклонений от вертикали направляющих стоек плавающей крыши или понтона;
- в) отклонений от вертикали наружной стенки коробов плавающей крыши (понтон);
- г) отклонений от горизонтали верхней кромки наружной стенки коробов плавающей крыши или понтона.

Указанные отклонения не должны превышать допустимых величин, приведенных в [СНиП 3.03.01](#).

Г.3 Контроль герметичности монтажных швов днища, плавающей крыши и ее коробов проводится вакуум-камерой путем смачивания контролируемого участка шва мыльным раствором, а при отрицательной температуре воздуха - раствором лакричного корня с хлористым натрием или кальцием. Разрежение в камере должно быть не менее 0,08 МПа. Появление пузырей указывает на наличие неплотностей.

Г.4 Герметичность сварного соединения днища с корпусом резервуара проверяют вакуум-камерой.

Г.5 Контролю просвечиванием подвергают все вертикальные стыковые соединения первого пояса и 50 % стыковых соединений второго и третьего поясов резервуаров на участках длиной 200 - 250 мм, преимущественно в местах пересечения этих соединений с горизонтальными, а также все стыковые соединения в местах примыкания стенки к крайкам днища.

Г.6 Гидравлическое испытание проводится для окончательной проверки прочности конструкций основания, прочности и плотности корпуса и днища резервуара и их возможных деформаций, работоспособности системы резервуар - технологическая обвязка с компенсирующими устройствами, а также с целью консолидации (уплотнения) грунтов естественного и искусственного оснований в период производства испытательных работ.

Г.7 Для обеспечения аварийного слива воды во время гидравлического испытания, в случае образования течи в днище или стенке резервуара, узел оперативного переключения задвижек системы трубопроводов для заполнения и опорожнения резервуара водой следует располагать за пределами обвалования.

Г.8 Подготовка резервуара к испытанию завершается комиссионной проверкой его внутреннего пространства, закрытием люков и составлением акта готовности резервуара к гидравлическим испытаниям.

Г.9 Испытание резервуара проводится наливом воды (гидравлическое испытание).

Г.10 Гидравлические испытания проводятся при положительной температуре окружающего воздуха. При проведении гидравлических испытаний при отрицательной температуре разрабатываются мероприятия, которые обеспечивают положительную температуру воды в резервуаре и исключают примерзание затвора к стенке резервуара, обмерзание понтона, плавающей крыши и стенки резервуара, замерзание воды в арматуре.

Г.11 Резервуар должен быть залит водой до определенной программой испытаний отметки, испытывается на гидравлическое давление с выдержкой под этой нагрузкой (без избыточного давления): объемом, тыс. м³:

- до 20 вкл. - 24 ч;
- св. 20 - 72 ч.

Г.12 Испытание резервуара на прочность и устойчивость проводят при полном его заливе водой, избыточном давлении в газовом пространстве на 15 %; а вакууме на 60 % больше проектной величины, если в проекте на резервуар и в проекте производства работ по его монтажу нет других указаний, а продолжительность нагрузки - 30 минут.

Г.13 Стационарная крыша резервуара испытывается на герметичность при полностью заполненном водой резервуаре давлением, превышающим проектное на 10 %. В процессе испытания герметичность сварных соединений проверяют путем нанесения мыльного или другого индикаторного раствора.

Г.14 Давление в газовом пространстве при всех видах испытаний создается либо непрерывным заполнением резервуара водой при закрытых люках и штуцерах, либо нагнетанием сжатого воздуха.

Г.15 Контроль давления в резервуаре осуществляется U-образным манометром, выведенным по отдельному трубопроводу за обвалование.

Г.16 По мере заполнения резервуара водой необходимо наблюдать за состоянием конструкций резервуара, соблюдая меры безопасности определенные программой испытаний.

Г.17 При обнаружении течи из-под края днища, появлении мокрых пятен на поверхности отмостки испытания необходимо прекратить, слить воду из резервуара, установить причину течи и устранить дефект. При обнаружении трещин в швах поясов стенки испытание должно быть прекращено. Уровень воды необходимо понизить на один пояс и устранить дефект. Эти участки после устранения дефектов подлежат контролю физическими методами.

Г.18 Гидравлические испытания резервуара с плавающей крышей или понтоном проводят после монтажа уплотняющих затворов по периметру плавающей крыши и вокруг направляющих. При испытании тщательно проверяют движение и положение плавающей крыши и катушек лестницы, 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 через замерный люк и в четырех диаметрально противоположных точках через кольцевой зазор. Для этого отжимают затвор и измеряют расстояние от поверхности воды до верхней кромки наружного борта понтонного кольца. Погружение плавающей крыши должно быть равно проектному с отклонением не более чем на 10 %.

Г.19 Испытания системы водоспуска плавающей крыши проводятся дважды.

При нижнем положении плавающей крыши (перед заполнением резервуара водой) испытание проводится путем заполнения дренажной системы водой и создания давления в ней 0,25 МПа. При этом сальниковые шарниры и клапан ливнеприемника или замещающее его запорное устройство должны быть герметичны. Второй раз система водоспуска испытывается в процессе испытания корпуса резервуара наливом воды. Для этого задвижка на выходе системы водоспуска должна быть постоянно открыта. Отсутствие воды в задвижке будет свидетельствовать о герметичности системы водоспуска.

Г.20 При опорожнении резервуара после гидравлического испытания производят зачистку неровностей швов внутренней поверхности стенки резервуара, замеряют зазоры между верхней кромкой наружной стенки коробов плавающей крыши и стенкой резервуара, между направляющими трубами и патрубками в крыше. После проведения гидравлических испытаний не допускается приварка к резервуару каких-либо деталей или конструкций, проведение других сварочных работ на резервуаре.

Г.21 После гидравлического испытания и опорожнения резервуара необходимо проверить состояние внутреннего антикоррозионного покрытия визуальным осмотром и выборочным контролем соединения днища и первого пояса при помощи искровых дефектоскопов. Контролю приборами подлежат 5 % соединения днища и первого пояса стенки резервуара.

Поврежденные участки защитного покрытия подлежат ремонту. Результаты проверки качества внутреннего антикоррозионного покрытия оформляются актом.

Г.22 Приемку резервуаров в эксплуатацию проводят после испытания резервуаров на герметичность и прочность с полностью установленным на нем оборудованием, внешнего осмотра и проверки соответствия резервуара представленной документации и требованиям проекта.

Г.23 Резервуар считается выдержавшим гидравлическое испытание, если:

- в процессе испытания на поверхности стенки или по краям днища не появится течь и уровень воды не будет снижаться ниже проектной отметки;
- осадка днища резервуара по окрайке при незаполненном и заполненном резервуаре не превысит допустимых пределов, указанных в [СНиП 3.03.01](#);
- плавающая крыша (понтон) плавно поднимется и опустится без рывков и заеданий, погружение плавающей крыши (понтон) не превысит проектного более чем на 10 %.

Примечание. Увеличение погружения плавающей крыши в воду при испытании свидетельствует о том, что вес крыши больше проектного 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.

Г.24 Результаты гидравлического испытания оформляются актом.

Г.25 Мелкие дефекты (свищи, отпотины), обнаруженные при испытании, подлежат устранению после опорожнения резервуара. Приемка резервуара оформляется актом.

Г.26 Для обеспечения эксплуатационной надежности резервуаров рекомендуется выполнять соответствующий геодезический контроль за осадкой оснований и фундаментов и деформацией отдельных конструктивных элементов резервуаров в процессе гидравлического испытания, до и после него.

Г.27 Геодезический контроль за деформацией оснований и фундаментов в процессе гидравлического испытания выполняет генподрядная организация с участием представителя заказчика или эксплуатирующей организации.

Г.28 Геодезическому контролю подлежат:

- окрайка днища;
- фундаментное кольцо в точках, прилегающих к контролируемым точкам окраек днища;
- днище резервуара после его опорожнения;
- фундаменты опорных конструкций запорной арматуры прямо-раздаточных технологических трубопроводов;
- фундамент шахтной лестницы;
- трубопроводы системы пожаротушения (кроме вертикальных участков).

Г.29 Периодичность контрольных съемок деформаций окрайки днища, фундаментного кольца и фундаментов опорных конструкций запорной арматуры - не реже 1 раза в сутки, остальных элементов, перечисленных в Г.28 - до заполнения и после слива воды из резервуара.

Г.30 Резервуары, построенные на свайном основании, необходимо пронивелировать по окрайкам днища дважды - до и после испытания.

Г.31 Точки нивелирования окраек днища и фундаментного кольца рекомендуется совмещать с вертикальными швами первого пояса стенки резервуара. Швы первого пояса стенки должны быть промаркированы несмываемой краской в направлении нарастания нумерации по часовой стрелке с исчислением от 1-ой главной оси резервуара (см. проект). Количество точек нивелирования определяется в зависимости от емкости резервуара:

РВС-5000 - 12 точек

РВС-10000 - 16

РВС-20000 - 24

РВС-50000 - 35 или 36 (в зависимости от длины листов стенки).

Г.32 Измерения вертикальных перемещений (осадок) оснований резервуаров проводятся по III классу. Для проведения наблюдений используются оптические нивелиры типа НГ, НВ, НС и гидростатические шланговые нивелиры типа НШТ. Для контроля за осадкой резервуаров в период гидравлического испытания рекомендуется использовать также систему гидродинамического нивелирования СГДН-10Д, которая предназначена для дистанционных измерений превышения отметок между контрольными точками при регулярных наблюдениях.

Приложение Д (рекомендуемое)

Комплекс технических мероприятий по подготовке и проведению испытаний железобетонных резервуаров

Д.1 Проверка прочности конструкции, равномерности осадки, а также степени проницаемости стенок и днища резервуара проводится путем залива его водой при температуре окружающего воздуха плюс 5 °С и выше.

Д.2 Испытания проводятся после окончания всех строительно-монтажных работ, кроме оклеенной изоляции и обсыпки, выполняемых после испытания.

Д.3 После внешнего и внутреннего визуальных осмотров резервуара составляется акт о готовности резервуара к испытаниям, который подписывается представителями заказчика и генподрядчика (строительно-монтажной организации).

Д.4 До начала испытания на резервуаре необходимо смонтировать временную систему слива воды, состоящую из трубопровода и центробежного насоса.

Д.5 Перед испытаниями должны быть определены отметки следующих точек на покрытии резервуара: в центре, над колоннами и через каждые 12 - 15 м по краю покрытия над стенкой для ведения контроля за осадкой резервуара в процессе наполнения его водой.

Д.6 Перед заполнением необходимо провести осмотр всех конструкций снаружи и изнутри резервуара.

Д.7 При гидравлических испытаниях резервуарные задвижки должны быть плотно закрыты. Кроме замерных люков все люки испытываемого резервуара

также должны быть плотно закрыты.

Д.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 проектной отметки. Продолжительность заполнения резервуара не должна превышать 5 суток.

Д.9 Оценку проницаемости корпуса и днища вести по величине потерь воды, рассчитываемой по изменению уровня воды в резервуаре в процессе испытания. Замер уровня при определении потерь воды проводить с помощью поплавков не менее чем в двух точках зеркала воды.

Д.10 В процессе заполнения и испытаний резервуара необходимо через 8 - 12 ч контролировать осадку резервуара по ранее отnivelированным точкам покрытия. При этом разность осадок не должна превышать следующих величин: в цилиндрических резервуарах между центром и точками покрытия над стеной - $0,0006R$, но не более 25 мм; между смежными колоннами - $0,0008L$, но не более 5 мм (где R - радиус цилиндрического резервуара, м; L - расстояние между смежными колоннами, м).

Д.11 В случае, если разность осадок превышает указанные, необходимо прервать испытания и начать аварийный слив воды. Аварийный слив необходимо произвести и при появлении следующих дефектов: трещин в стеновых панелях, стыках стеновых панелей или покрытия резервуара; течей в корпусе резервуара и шве сопряжения днища со стенкой, грозящих затоплением котлована; интенсивного выхода воды у основания резервуара.

Д.12 Дефекты в виде трещин ликвидируют путем вырубки части бетона и заделки дефектного места шприц-бетоном (в опалубке).

Д.13 Резервуар считается выдержавшим испытание, если потеря воды на каждый 1 м^3 его смоченной поверхности за третьи сутки после заполнения до проектной отметки не превышает 3 дм^3 , за шестые сутки - $1,5 \text{ дм}^3$, за девятые сутки - 1 дм^3 , за пятнадцатые сутки - $0,7 \text{ дм}^3$. При гидроиспытании не должно быть течи в контрольном колодце дренажной канализации.

Д.14 На наружных поверхностях залитого резервуара допускается только потемнение отдельных мест; при наличии струйных утечек и подтеков воды на стене, даже если количественно потери воды не превышают норму, резервуар считается не выдержавшим испытание.

Д.15 Испытание покрытия 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 проектной отметки;
- заполнения покрытия (у резервуаров с водяным экраном) водой до проектной отметки не менее чем за сутки до начала испытаний, при этом не должно быть видимых течей через покрытие.

Д.16 На время испытания покрытия отключают дыхательные клапаны, но оставляют для работы гидравлические клапаны.

При оснащении резервуара дыхательными клапанами типа КДС-1000, 1500, 3000 для создания герметичности «пригружается» тарелка давления.

Д.17 Испытание покрытия резервуара на газонепроницаемость проводится путем создания с помощью компрессора или вентилятора избыточного давления до 1765 Па (180 мм вод. ст.).

Д.18 Давление в резервуаре измеряют U-образным водяным манометром, подсоединяемым к установленному на крышке светового люка штуцеру с запорным устройством.

Д.19 После закачки воздуха в газовое пространство резервуара до давления 180 мм вод. ст. проверяют герметичность сварных и фланцевых соединений оборудования и люков, расположенных на покрытии.

Д.20 Покрытие резервуара считается герметичным, если в течение одного часа давление в газовом пространстве понизится не более чем на 50 % от первоначального.

Д.21 Если потери воды и давления превышают нормы, то необходимо обнаружить и устранить вызывающие их дефекты, и повторно испытать резервуар.

Д.22 По результатам испытаний резервуара составляются акты.

Приложение Е (обязательное)

**Паспорт
вертикального стального цилиндрического резервуара №**

Тип _____

Дата составления паспорта _____

Место установки резервуара _____

(наименование предприятия)

Наименование организации, разработавшей рабочие чертежи (КМ) стальных конструкций _____

Номер проекта _____

Наименование организации, разработавшей детализованные чертежи (КМД)

Номер проекта _____

Наименование завода-изготовителя, стальных конструкций

Наименование организации, разработавшей ППР (проект производства работ)

Номер проекта _____

Наименование строительно-монтажных организаций, выполнивших:

1. Монтаж стальных конструкций _____

2. Строительство основания и фундамента _____

Даты монтажа: начало _____

конец _____

Отклонения от проекта _____

Даты начала и окончания испытаний резервуара и результаты испытаний

Даты приемки резервуара и ввода его в эксплуатацию _____

Наименование организации, разработавшей рабочие чертежи затвора уплотняющего _____

Наименование завода-изготовителя затвора уплотняющего _____

Наименование организации, разработавшей чертежи систем: _____

- размыва донных отложений;

- пожаротушения;

- молниезащиты;

- заземления;

- водоспуска (в РВСПК),

- прочих.

Наименование организации, разработавшей ППР антикоррозийной защиты

Наименование организации, осуществившей антикоррозийную защиту

Техническая характеристика резервуара

Диаметр внутренний, мм _____
 Высота стенки, мм _____
 Геометрический объем, м³ _____
 Максимально допустимый уровень заполнения по проекту, м _____

Термоизоляция крыши выполнена толщиной _____ мм
 из материала _____
 Термоизоляция стенки выполнена толщиной _____ мм
 из материала _____

Антикоррозийная защита резервуара

Защищаемая поверхность резервуара	Покрытие (материал, количество и толщина слоев)	Электрохимическая защита (ЭХЗ)	
		протекторная	катодная
1	2	3	4
внутренняя: днище 1-ый пояс стенка крыша наружная: днище стенка крыша			

Диаметр, мм
 плавающей крыши _____
 понтона _____

Погружение в воду, мм
 плавающей крыши _____
 понтона _____

Тип системы водоспуска _____

Масса, т плавающей крыши _____
 понтона _____

Ширина уплотняющегося зазора, мм _____
 Марка уплотняющего затвора _____
 Пределы рабочего хода уплотняющего затвора, мм _____

Данные об основании резервуара:
 а) грунт, на котором устроена подушка _____
 б) нижний слон подушки выполнен толщиной _____ мм
 из материала _____
 в) верхний слой подушки выполнен толщиной _____ мм

из материала _____

г) откосы полушки укреплены _____

д) осадка основания после испытания резервуара водой составила _____

мм

е) периодическая проверка осадки основания:

Дата	Способ проверки	Результаты проверки	Организация, проводившая проверку	Место хранения акта проверки
1	2	3	4	5

ж) проведение ремонта основания:

Дата	Описание ремонта	Организация, проводившая ремонт	Место хранения акта на проведенный ремонт
1	2	3	4

Перечень установленного оборудования:

Клапаны дыхательные (тип, количество, изготовитель, дата установки)

Клапаны предохранительные (тип, количество, изготовитель, дата установки)

Предохранители огневые (тип, количество, изготовитель, дата установки)

Люк замерный (диаметр, количество) _____

Люк световой (диаметр, количество) _____

Люк - лаз (диаметр, количество, расстояние от нижней кромки лазового люка до днища резервуара, мм) _____

Патрубок для дыхательных клапанов (диаметр, количество)

Патрубок вентиляционный (диаметр, количество) _____

Патрубок приемо-раздаточный (диаметр, количество, расстояние от днища резервуара до оси патрубка, мм) _____

Перепускное устройство (количество) _____

Прибор для замера уровня (марка, изготовитель, дата установки)

Кран сифонный (диаметр) _____

Сигнализатор уровня (марка, изготовитель, дата установки)

Пеногенераторы (марка, количество, изготовитель, дата установки)

Пробоотборник (марка, изготовитель, дата установки)

Термоизвещатель (марка, количество, изготовитель, дата установки)

Устройство размыва донных отложений (тип, изготовитель, дата установки)

Оборудование подслоного пожаротушения (тип, изготовитель, дата установки)

Примечание (сведения о замене оборудования) _____

Отклонения резервуара от вертикали, выявленные при приемке в эксплуатацию:

Дата проверки	Способ проверки	Результаты проверки	Организация, проводившая проверку	Место хранения акта на проверку отклонений от вертикали
1	2	3	4	5

Испытания резервуара:

Дата испытания	Испытуемые элементы резервуара	Метод испытания	Результаты испытания	Организация, проводившая испытания	Место хранения акта на испытание
1	2	3	4	5	6

Сведения об авариях резервуара:

Дата	Описание аварии	Причины аварии	Место хранения акта об аварии
1	2	3	4

Сведения об очистке резервуара:

Дата (начало, конец)	Причины очистки	Способ очистки	Организация, проводившая очистку	Место хранения акта об очистке
1	2	3	4	5

Техническое диагностирование резервуара.

Тип обследования (частичное, полное):

Дата	Что подверглось диагностированию	Способ диагностирования	Результат диагностирования	Организация, проводившая диагностирование	Место хранения заключения по проведенному диагностированию
1	2	3	4	5	6

Ремонт резервуара

Дата	Характер и вид ремонта	Что подвергалось ремонту	Способ ремонта	Качество и результат ремонта	Организация, проводившая ремонт	Место хранения акта на ремонт
1	2	3	4	5	6	7

Приложения (с указанием места хранения).

1. Детализованные чертежи стальных конструкций (КМД) № _____ и рабочие чертежи (КМ) № _____
2. Заводские сертификаты на изготовленные стальные конструкции
3. Документ о согласовании отступлений от проекта при монтаже.

4. Акты приемки скрытых работ.
5. Документы (сертификаты и др.), удостоверяющие качество электродов, электродной проволоки, флюсов и прочих материалов, примененных при монтаже.
6. Схемы геодезических замеров при проверке разбивочных осей и установке конструкций.
7. Журнал сварочных работ.
8. Акты испытания резервуаров и оборудования.
9. Описи удостоверений (дипломов) о квалификации сварщиков, проводящих сварку конструкций при монтаже.
10. Документы результатов испытания сварных монтажных швов.
11. Заключение по просвечиванию сварных монтажных швов рентгено- или гамма-лучами и схемы расположения мест просвечивания.
12. Акты приемки смонтированного оборудования.
13. Акт приемки резервуара в эксплуатацию.
14. Градуировочная таблица.

Сведения о проверке и заполнении паспорта:

Дата	Сведения о проверке и заполнении паспорта	Должность Ф. И. О.	Роспись
1	2	3	4

Приложение Ж
(обязательное)

Форма

Паспорт
железобетонного резервуара

Тип _____

Дата составления паспорта _____

Место установки резервуара _____

(наименование предприятия)

Назначение резервуара (вид хранимого продукта) _____

Сведения о конструкции стенок, днища и покрытия _____

(материал, тип и размеры)

Наименование проектной организации _____

Номер типового проекта _____

Наименование завода-изготовителя железобетонных конструкций резервуара

Наименование организации, разработавшей ППР (проект производства работ)

Наименование строительно-монтажных организаций, выполнивших:

1. Строительство основания и днища _____

2. Монтаж железобетонных конструкций _____
 Дата начала строительства _____
 Дата окончания строительства _____
 Отклонения от проекта, допущенные при строительстве резервуара и монтаже оборудования _____
 Даты начала и окончания испытаний резервуара и результаты испытаний _____
 Даты приемки резервуара и ввода его в эксплуатацию _____
 Наименование организации, разработавшей рабочие чертежи затвора уплотняющего (резервуар с плавающей крышей) _____
 Наименование завода-изготовителя затвора уплотняющего _____
 Наименование организации, разработавшей чертежи систем:
 - размыва нефтеосадков;
 - пожаротушения;
 - молниезащиты;
 - заземления;
 - водоспуска (в ЖБРПК);
 - прочих.
 Наименование организации, разработавшей ППР антикоррозийной защиты поверхности железобетонных конструкций _____
 Наименование организации, осуществившей антикоррозийную защиту поверхности железобетонных конструкций _____

Техническая характеристика резервуара

Основные размеры резервуара, мм _____
 (диаметр, ширина, длина)
 Высота стенки, мм _____
 Геометрический объем, м³ _____
 Максимально допустимый уровень заполнения по проекту, м _____
 Конструкция и форма резервуара _____
 (монолитная, сборная, прямоугольная, цилиндрическая)
 Размеры приемка для зачистки _____
 Уклон днища _____
 Сведения об основании _____
 (песчаный слой, бетонная подготовка, гидроизоляция)

Антикоррозийная защита резервуара

Защищаемая поверхность	Покрытие (материал, количество и	Электрохимическая защита
------------------------	----------------------------------	--------------------------

резервуара	толщина слоев)	катодная
1	2	3
внутренняя		
наружная		
покрытие		

Диаметр плавающей крыши, мм _____

Погружение в воду плавающей крыши, мм _____

Тип системы водоспуска _____

Масса плавающей крыши, т _____

Ширина уплотняющегося зазора, мм _____

Марка уплотняющего хода уплотняющего затвора _____

Пределы рабочего хода уплотняющего затвора, мм _____

Осадка основания после испытания резервуара водой составила, мм _____

Проверка осадки основания нивелировкой покрытия резервуара

Дата	Результаты проверки	Организация, проводившая проверку	Место хранения акта проверки
1	2	3	4

Перечень установленного оборудования:

Клапаны дыхательные (тип, количество, изготовитель, дата установки) _____

Клапаны предохранительные (тип, количество, изготовитель, дата установки) _____

Огневые предохранители (тип, количество, изготовитель, дата установки) _____

Люк замерный (диаметр, количество) _____

Люк световой (диаметр, количество) _____

Люк-лаз (диаметр, количество) _____

Патрубок для дыхательных клапанов (диаметр, количество) _____

Приемо-раздаточное устройство (ввод приемо-раздаточных труб через днище резервуара) (количество, тип) _____

Приемо-раздаточный патрубок (ввод приемо-раздаточных труб через стенку резервуара) (диаметр, количество) _____

Зачистной насос (марка, изготовитель, количество) _____

Прибор для замера уровня (марка, изготовитель, дата установки) _____

Сигнализатор уровня (марка, изготовитель, дата установки) _____

Пробоотборник (марка, изготовитель, дата установки) _____

 Термоизвещатель (марка, количество, изготовитель, дата установки)

 Система размыва донных осадков (тип, изготовитель, дата установки)

 Примечание (сведения о замене оборудования)

Испытания резервуара

Дата испытания	Испытуемые элементы резервуара	Метод испытания	Результаты испытаний	Организация, проводившая испытания	Место хранения акта на испытание
1	2	3	4	5	6

Сведения об авариях резервуара

Дата	Описание аварии	Причины аварии	Место хранения акта об аварии
1	2	3	4

Сведения об очистке резервуара

Дата (начало, окончание)	Причины очистки	Способ очистки	Организация, проводившая очистку	Место хранения акта об очистке
1	2	3	4	5

Техническое диагностирование резервуара (тип обследования частичное, полное)

Дата	Что подверглось диагностированию	Способ диагностирования	Результат диагностирования	Организация, проводившая диагностирование	Место хранения акта о зачистке
1	2	3	4	5	6

Ремонт резервуара

Дата	Характер и вид ремонта	Что подверглось ремонту	Способ ремонта	Качество и результат ремонта	Организация, проводившая ремонт	Место хранения актов результатов ремонта
1	2	3	4	5	6	7

Приложения (с указанием места хранения):

1. Комплект чертежей резервуара, его оборудования и защитных устройств.
2. Заводские сертификаты на железобетонные конструкции.
3. Документы о согласовании отклонений от проекта.
4. Акт приемки основания и его нивелировки.
5. Акт приемки изоляции днища.
6. Акты на скрытые работы.
7. Акты испытания резервуара и оборудования.
8. Журнал строительных и монтажных работ с указанием атмосферных условий в

- период строительства резервуара.
 9. Журнал регистрации нивелирных отметок.
 10. Акт на гидравлическое испытание резервуара на прочность.
 11. Акт на испытание покрытия резервуара на газонепроницаемость.
 12. Акт приемки резервуара в эксплуатацию.

Сведения о проверке и заполнении паспорта

Дата	Сведения о проверке и заполнении паспорта	Должность Ф. И. О.	Роспись
1	2	3	4

Приложение И

Типовые формы технологических карт эксплуатации резервуаров

Форма № 1

«УТВЕРЖДАЮ»

Главный инженер

_____ (подпись) _____ (И. О. Фамилия)

«_____» _____ Г.
(число) (месяц) (год)

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА
 эксплуатации резервуаров
 по _____

Вариант «А» - схема технологического процесса перекачки нефти «с подключенными резервуарами»; при остановке перекачки на приемном или напорном участке нефтепроводов перекачка осуществляется соответственно из резервуаров или в резервуары НПС

№ резервуаров по технологической схеме	Тип резервуара	Абсолютная отметка окрайки днища резервуара у ПРП, м	Предельно установленный уровень заполнения резервуара, м	Приемо-раздаточные патрубки			Допустимое рабочее давление на крышу резервуара, избыточное/вакуум, мм вод. ст.	Дыхательная арматура				
				диаметр/количество, мм/шт.	расстояние от оси (торца при донном клапане) патрубка до днища резервуара, мм	максимально допустимая производительность истечения нефти через один патрубок, м ³ /ч		дыхательный клапан, вентиляционный патрубок		предохранительный клапан		
								тип, диаметр, количество, мм/шт.	суммарная пропускная способность, м ³ /ч	тип, диаметр, количество, мм/шт.	суммарная пропускная способность, м ³ /ч	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	

(наименование организации)_____
(наименование НПС)

(наименование нефтепровода)

Максимально допустимая скорость движения понтона, плавающей крыши, м/ч	Максимально допустимая производительность заполнения/опорожнения резервуара, м ³ /ч	Максимально допустимая скорость изменения уровня нефти в резервуаре, м/ч	Количество резервуаров, одновременно подключенных в технологическую группу, шт.	Уровни и объемы нефти в резервуарах					
				допустимый		технологический		максимальный рабочий	
				минимально допустимый уровень и соответствующий ему объем, м/м ³	максимально допустимый уровень и соответствующий ему объем, м/м ³	расчетное время при определении технологического уровня, ч	технологический уровень и соответствующий ему объем, м/м ³	расчетное время при определении максимального рабочего уровня, ч	максимальный рабочий уровень и соответствующий ему объем, м/м ³
13	14	15	16	17	18	19	20	21	22

Форма № 2

«УТВЕРЖДАЮ»

Главный инженер

(подпись) _____ (И. О. Фамилия)

« ____ » _____ Г.

(число) _____ (месяц) _____ (год)

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА

эксплуатации резервуаров

по _____

Вариант «Б» - схема технологического процесса перекачки нефти «через резервуары» с периодическим приемом нефти из нефтепроводов в резервуары и периодическим наливом ее из резервуаров в транспортные средства или откачки в нефтепровод

Вариант «В» - схема технологического процесса перекачки нефти «через резервуары» с приемом и откачкой нефти по отдельным группам резервуаров, при возможном перетоке нефти в процессе переключения с одной группы резервуаров на другую

№ резервуаров по технологической схеме	Тип резервуара	Абсолютная отметка окрайки днища резервуара у ПРП, м	Предельно установленный уровень заполнения резервуара, м	Приемо-раздаточные патрубки (ПРП)			Допустимое рабочее давление на крышу резервуара, избыточное/вакуум, мм вод. ст.	Дыхательная арматура			
				диаметр/количество, мм/шт.	расстояние от оси (торца при донном клапане) патрубка до днища резервуара, мм	максимально допустимая производительность истечения нефти через один патрубков, м ³ /ч		дыхательный клапан, вентиляционный патрубков		предохранительный клапан	
								тип, диаметр, количество, мм/шт.	суммарная пропускная способность, м ³ /ч	тип, диаметр, количество, мм/шт.	суммарная пропускная способность, м ³ /ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

_____ (наименование организации)

_____ (наименование НПС)

_____ (наименование нефтепровода)

Максимально допустимая скорость движения понтона, плавающей крыши, м/ч	Максимально допустимая производительность заполнения/опорожнения резервуара, м ³ /ч	Максимально допустимая скорость изменения уровня нефти в резервуаре, м/ч	Максимальная производительность перетока нефти из резервуара в резервуары, м ³ /ч	Количество резервуаров, одновременно подключенных в технологическую группу, шт.		Уровни и объемы нефти в резервуарах				
						допустимый		технологический	максимальный рабочий	
						минимально допустимый уровень и соответствующий ему объем, м/м ³	максимально допустимый уровень и соответствующий ему объем, м/м ³	технологический уровень и соответствующий ему объем, м/м ³	расчетное время при определении максимального рабочего уровня, ч	максимальный рабочий и соответствующий ему объем
13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23

Рекомендации по составлению технологических карт эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз

И.1 Общие положения

Приведенные в Приложении формы технологических карт эксплуатации резервуаров являются рекомендательными и позволяют организации эксплуатирующей резервуарные парки при составлении технологических карт исключать или дополнять в них отдельные показатели, графы.

В Приложении рассмотрены две формы технологических карт, соответствующие наиболее распространенным вариантам работы резервуарных парков или их отдельных технологических групп в схемах технологического процесса перекачки нефти.

И.2 Пояснения по заполнению отдельных граф приведенных форм технологических карт.

И.2.1 Формы 1, 2, графа 4. Предельный установленный уровень заполнения резервуара.

Предельный установленный уровень заполнения резервуара - максимальный уровень возможного заполнения резервуара, определяемый проектом или заключением по результатам технического диагностирования.

В соответствии с п. 6.11 [СНиП 2.09.03](#) «Сооружение промышленных предприятий»:

- в резервуарах со стационарной крышей минимальное расстояние от низа врезки пенокамер до максимального уровня жидкости следует определять с учетом температурного расширения нефти и принимать не менее 100 мм;
- расстояние от верха стенки резервуара с плавающей крышей или опорного кольца в резервуаре с понтоном до максимального уровня жидкости следует принимать не менее 0,6 м.

И.2.2 Формы 1, 2, графы 5 - 7. Приемно-раздаточные патрубки (ПРП)

Если на резервуарах смонтировано более одного ПРП и по ним осуществляются или могут осуществляться отдельный прием и откачка нефти, необходимо привести отдельные характеристики приемных и раздаточных патрубков.

Максимально допустимая производительность истечения нефти через один патрубок определяется при:

- приеме нефти в резервуар - по максимально допустимой скорости истечения нефти в резервуар с обеспечением электростатической безопасности (ПТЭ резервуаров, таблица 3);
- откачке нефти из резервуара - по условиям обеспечения бескавитационной работы насосов.

И.2.3 Формы 1, 2, графа 8. Допустимое рабочее давление на крышу резервуаров.

Допустимое рабочее давление на крышу резервуаров определяется проектом или заключением по результатам технического диагностирования.

И.2.4 Формы 1, 2, графы 9 - 12.

Дыхательные и предохранительные клапаны резервуаров регулируются на давление (избыточное и вакуум), исходя из допустимого рабочего давления на крышу резервуара.

Дыхательные и предохранительные клапаны резервуаров одной технологической группы должны быть отрегулированы на соответствующие одинаковые избыточное давление и вакуум, не превышающие величину избыточного давления и вакуума любого резервуара этой группы.

Сопrotивление вентиляционных патрубков при их паспортной пропускной способности не должно превышать допустимое рабочее давление и вакуум, установленные для крыши резервуаров.

Пропускная способность вентиляционных патрубков с огневыми предохранителями ограничивается пропускной способностью огневых предохранителей.

Суммарная пропускная способность дыхательных и предохранительных клапанов, вентиляционных патрубков в каждой технологической группе должна обеспечить безаварийную работу резервуаров при избыточном давлении и вакууме во всех ситуациях, включая аварийные.

И.2.5 Формы 1, 2, графа 13. Максимально допустимая скорость движения понтона, плавающей крыши.

Максимально допустимая скорость движения понтона, плавающей крыши от минимально допустимого до максимально допустимого уровня при приеме и откачке нефти из резервуара определяется проектом или заключением по результатам технического диагностирования.

При отсутствии этих данных максимально допустимая скорость движения понтона, плавающей крыши ограничивается 2,5 м/с.

И.2.6 Формы 1, 2, графа 14. Максимально допустимая производительность заполнения и опорожнения резервуара.

Максимально допустимая производительность заполнения и опорожнения резервуаров ограничивается пропускной способностью дыхательной арматуры, допустимой производительностью истечения нефти через приемо-раздаточные патрубки, максимально допустимой скоростью движения понтона или плавающей крыши.

За максимально допустимую производительность заполнения и опорожнения резервуара принимается меньшая из производительностей, рассчитанная по вышеуказанным ограничительным показателям.

Максимально допустимая производительность заполнения и опорожнения резервуаров определяется в соответствии с действующей нормативной документацией по проектированию и устройству вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов.

Допустимая производительность заполнения резервуаров по пропускной способности дыхательной арматуры может отличаться от производительности опорожнения резервуаров.

Организация, эксплуатирующая резервуарные парки, может ограничиться одним показателем допустимой производительности, необходимо принять за допустимую производительность меньшую из них.

И.2.7 Формы 1, 2, графа 15. Максимально допустимая скорость изменения уровня нефти в резервуаре по допустимой производительности заполнения и опорожнения.

Максимально допустимая скорость изменения уровня нефти в резервуаре по допустимой производительности его заполнения и опорожнения приводится для удобства оперативного контроля за производительностью.

И.2.8 Форма 2, графа 16, вариант «В». Максимальная производительность перетока нефти из резервуаров в резервуары.

При схеме перекачки нефти «через резервуары» с приемом и откачкой нефти по отдельным группам резервуаров возможен переток нефти в процессе переключения с одной группы резервуаров на другую.

Максимальная производительность перетока нефти из резервуаров в резервуары, при расположении их на одном уровне, может иметь место при максимально возможной разнице уровней нефти в них и минимальном расстоянии между этими резервуарами. При разных уровнях расположения резервуаров максимальная производительность перетока нефти зависит от разности уровней резервуаров, нефти, гидравлического сопротивления технологических трубопроводов между резервуарами.

И.2.9 Форма 1, графа 16; форма 2, графы 17 - 18. Количество резервуаров, одновременно подключаемых в технологическую группу.

Минимальное количество резервуаров, одновременно подключаемых в технологическую группу, определяется из условия:

- допустимости превышения производительности заполнения - опорожнения резервуаров с учетом возможного перетока нефти;
- обеспечения технологического процесса перекачки нефти (при ожидаемой максимальной производительности приема или откачки нефти) в течение времени, принятого для определения допустимых уровней или технологического и максимального рабочего уровней.

В технологической карте эксплуатации резервуаров должно быть отражено минимально необходимое количество резервуаров. При подключении в технологическую группу большего количества резервуаров целесообразно в технологической карте или в отдельном приложении отразить все возможные варианты.

Основным показателем при определении максимальной допустимой производительности заполнения или опорожнения резервуара, а также уровней нефти в резервуарах, является ожидаемая максимальная производительность транспортировки (прием, откачка, налив в транспортные средства) нефти, выбираемая каждым предприятием, исходя из конкретных условий.

Ожидаемая максимальная производительность транспортировки нефти зависит от назначения, состояния нефтепроводов, вероятной их загрузки по ожидаемой добыче нефти и т.п. и может быть равна:

- проектной, для новых нефтепроводов;
- возможной, по максимально допустимому рабочему давлению исходя из технического состояния нефтепроводов;
- ожидаемой, по планам на текущий и последующие годы.

Во всех случаях за ожидаемую производительность должна приниматься максимально возможная часовая производительность, достигаемая при перекачке или наливе нефти, по выбранной максимальной производительности транспортировки нефти.

При схеме перекачки нефти с «подключенными резервуарами» (форма 1, вариант «А»), когда все резервуары НПС подключены в работу или насосная работает с одной группой резервуаров, количество резервуаров должно обеспечить максимальную производительность как приема, так и откачки нефти при остановках, соответственно, напорного или приемного участков нефтепроводов.

При схеме перекачки нефти «через резервуары» любая подключаемая группа резервуаров должна обеспечить максимальную производительность приема и откачки нефти с учетом возможного перетока нефти.

Если для приема и откачки нефти выделяются одни и те же группы резервуаров, за минимальное количество резервуаров в группах берется их наибольшее потребное количество, необходимое для приема или откачки нефти.

И.2.10 Форма 1, графы 17 - 22; форма 2, графы 19 - 23 Уровни и объемы нефти в резервуарах:

а) Допустимые уровни нефти в резервуарах (форма 1, графы 17 - 18, форма 2, графы 19 - 20).

Минимально допустимый уровень нефти для резервуаров типа РВС и ЖБР определяется как сумма большего из расчетных уровней по воронкообразованию, кавитации насосов или полному затоплению струи при приеме нефти в резервуары и дополнительного уровня, необходимого для устойчивой работы откачивающих агрегатов в течение времени, необходимого для оперативных действий (передачи соответствующих оперативных распоряжений или согласований, остановки откачивающих агрегатов и отключения резервуаров (форма 1, вариант «А»; форма 2, вариант «Б») или для переключения на откачку нефти с одной группы резервуаров на другую (форма 2, вариант «В»).

Минимально допустимые уровни нефти в резервуаре определяются по формуле:

$$H_{\min} = H_{p.\min} + \frac{Q^* t}{S}, \quad (\text{И.1})$$

где $H_{p.\min}$ - наибольший из расчетных уровней по воронкообразованию и кавитации насосов, полному затоплению струи, м;

Q - максимально допустимая производительность опорожнения резервуара, м³/ч;

t - время, необходимое для оперативных действий, ч;

S - площадь зеркала нефти в резервуаре, м²

Минимально допустимые уровни нефти для резервуаров типа РВСП, РВСПК, ЖБРПК определяются из условия нахождения понтона (плавающей крыши) на плаву.

Максимально допустимый уровень нефти в резервуаре определяется как разница между предельным установленным уровнем заполнения резервуара и уровнем необходимым для создания запаса емкости достаточной для приема нефти из трубопровода во время оперативных действий по отключению резервуаров (передача соответствующих оперативных распоряжений и согласований, остановка перекачки и сброс давления с приемного участка нефтепровода, отключение резервуаров) или переключению приема нефти с одной группы резервуаров на другую.

Максимально допустимые уровни нефти в резервуаре определяются по формуле:

$$H_{\max} = H_0^{\max} - \frac{Q \cdot t}{S}, \quad (\text{И.2})$$

где:

H_0^{\max} - предельный установленный уровень заполнения резервуара (форма 1, 2, графа 4), м;

Q - максимально допустимая производительность заполнения резервуара, м³/ч;

t - время, необходимое для оперативных действий, ч;

S - площадь зеркала нефти в резервуаре, м².

б) Технологический (минимальный рабочий) уровень нефти в резервуарах (форма 1, графы 19 - 20; форма 2, графа 21).

Технологический уровень определяется уровнем, необходимым для продолжения откачки нефти из резервуаров технологической группы без изменения режима перекачки до минимально допустимого в течение времени, достаточного для выявления причин и ликвидации отказа перекачивающей насосной на приемном участке нефтепровода, а также вывода этого участка на рабочий режим перекачки. Время, необходимое для выявления причин и ликвидации отказов, определяется в соответствии.

При работе по схеме «через резервуары» технологический уровень может быть равен минимально допустимому.

в) Максимальный рабочий уровень нефти в резервуарах (форма 1, графы 19 - 22; форма 2, графы 21 - 23).

Максимальный рабочий уровень нефти в резервуарах технологической группы должен быть ниже максимально допустимого уровня на величину, достаточную для обеспечения приема дополнительного объема нефти при внеплановых прекращениях откачки нефти.

Создаваемый резерв свободной емкости в резервуарах необходим для:

- приема нефти при остановке перекачки по напорному участку на время, необходимое для выяснения причин и ликвидации отказа НПС, а также вывода этого участка на рабочий режим перекачки.

- приема нефти при прекращении связи с приемным участком нефтепровода и диспетчером предприятия или его структурного подразделения в течение установленного времени:

- стока нефти в резервуары с приемного (особенно горного) участка при остановке перекачки:

- сброса нефти в резервуары с аварийного участка нефтепровода.

Резервирование в каждом резервуарном парке или технологической группе части общей емкости для приема, сброса нефти должно предусматриваться из расчета не менее 2-х часовой ожидаемой максимальной производительности нефтепроводов на приемном участке.

При невозможности резервирования емкости для 2-х часового приема нефти необходимо определить возможный объем резервирования и рассчитать время, необходимое для заполнения этой резервной емкости принимаемой нефтью. Это время следует принимать за основу для остановки перекачки нефти по приемному участку при прекращении связи.

При схеме перекачки «через резервуары» необходимый резерв свободной емкости может быть распределен между технологическими группами резервуаров при приеме и откачке нефти. В этом случае уменьшается резерв свободной емкости и повышается максимальный рабочий уровень во всех технологических группах резервуаров.

Приложение К (обязательное)

Форма

Утверждаю
Главный инженер _____

АКТ нивелирования окрайки днища стального вертикального резервуара емкостью

_____ м³

Объект _____

Резервуар № _____

Дата нивелирования _____ Нивелир _____ № _____

Тип основания _____

План _____

Продолжительность эксплуатации резервуара _____ мес.

Уровень заполнения резервуара на момент нивелирования м.

№ точек нивелирования	Относительные отметки, мм	Абсолютные отметки, мм	Осадка с момента последнего нивелирования с указанием его даты, мм	Общая осадка за весь период эксплуатации, мм
1				
2				
3				
и т.д.				
Л1				
Т1				
Т2				

Максимальная разница высотных отметок диаметрально противоположных точек окрайки _____ мм

Максимальная разница между двумя соседними точками _____ мм

Развернутый профиль окрайки днища (по периметру) (на профиле обязательно указывать первоначальное положение резервуара)

Исполнитель _____

Приложение Л
(обязательное)

Форма

Утверждаю

Главный инженер _____

АКТ**нивелирования днища стального вертикального резервуара емкостью _____ м³**

Объект _____

Резервуар № _____

Дата нивелирования _____

Нивелир _____ № _____

Тип основания _____

Продолжительность эксплуатации _____ мес.

План

Профили дна по сечению

№ точек	Абсолютные отметки, мм						
	сеч. I - I	II - II	III - III	IV - IV	V - V	VI - VI	и т.д.
1							
2							
3							
и т.д.							

Исполнитель _____

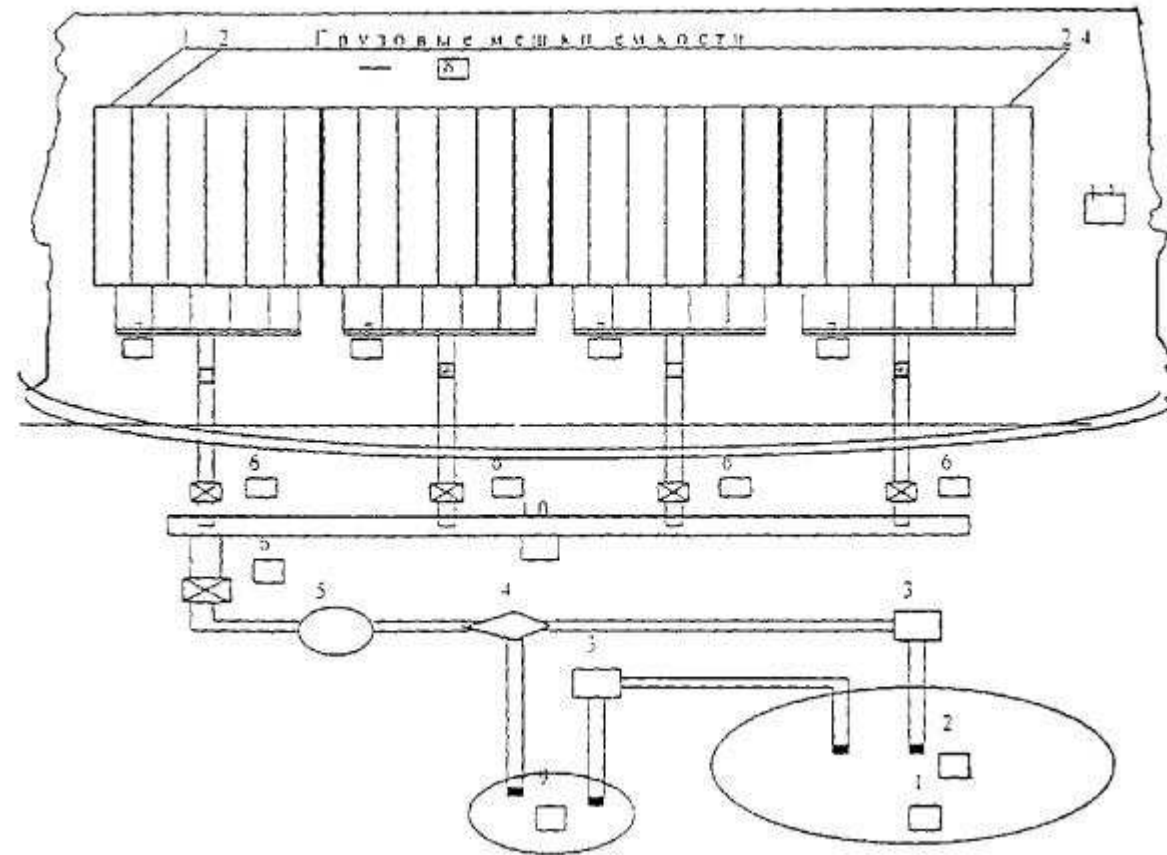
Приложение М
(рекомендуемое)

Перечень оборудования, приборов и технических средств, необходимых для проведения полного технического обследования железобетонных резервуаров

Наименование	Примечание
Пресс для испытания кубов, кернов, призм (типа ПГ250)	Лабораторный
Разрывная машина для испытания арматуры (типа Р-100)	Лабораторная
Морозильная камера	Лабораторная
Установка для определения водонепроницаемости	Лабораторная
Установка для отбора кернов Ø 80 мм алмазными коронками	Мобильная, переносная
Ультразвуковой тестер УК 1401	Портативный
Ультразвуковой толщиномер А1220	Портативный
Лазерный дальномер БЛК6	Портативный
Прибор для измерения толщины защитного слоя (типа ИЗС-10__)	Портативный
Молоток Кашкарова	Портативный
Прибор для определения прочности отрывом со скалыванием (типа ГПНВ-2)	Портативный
Микроскоп МБП-2	Портативный
Инвентарная измерительная лента 100 м	Портативная
Высокоточный нивелир (типа Н-2) с рейкой	Портативный
Нивелировочные вешки - 12 шт.	Портативные
Брезентовые емкости - 10 шт.	Портативные
Водомер	Портативный
Газоанализатор	Портативный
Набор химических реактивов	Портативный
Осциллограф (типа Н-102)	Мобильный
Тензоизмерительная аппаратура	Мобильная
Набор тензодатчиков	Портативный
Датчик колебаний	Мобильный
Фотоаппарат	Портативный
ПЭВМ (типа Pentium)	Портативный
Стандартные программы Word-97, Exel-97, Mathcad-7	На лазерных дисках

Приложение Н
(рекомендуемое)

Загрузка участка покрытия водой с помощью брезентовых мешков



1. Бак для воды емкостью 20 м³ 2. Всасывающий клапан 3. Центробежный насос 4. Шаровой кран 5. Счетчик воды 6. Вентиль 7. Распределитель воды 8. Водонепроницаемые емкости 9. Емкость для воды на 1 м³ 10. Распределитель 11. Плиты покрытия резервуара

Забор воды из грузовых мешков производится через эту же систему до шарового крана 4, а затем при помощи второго насоса 3, используя герметизированную емкость 9 объемом 1 м³, в общую емкость 1. Система готова для следующего загрузки. (В случае, если возможна подводка воды от стационарного водопровода и ее удаление за пределы резервуара, то необходимость в металлических емкостях отпадает).

Мешки-емкости 8 снаружи состоят из брезентового мешка длиной 7,5 м и периметром поперечного сечения 2,3 м, внутри которых находится полиэтиленовый рукав длиной 7,5 м и периметром 2,5 м. В торцах мешки обжаты при помощи хомутов вокруг пластиковой трубы со штуцером. При проведении загрузки концы мешков устанавливаются на упоры-стойки высотой до 40 см, что позволяет снизить нагрузку от воды на торцовые части, создавая для отдельного мешка «пятно» контакта с плитами 600 см × 100 см. Таким образом, система позволяет моделировать естественную нагрузку на плиту. В случае если на испытательной площадке будет предоставлена возможность использовать водопровод и сливную канализацию, то система загрузки плит существенно упрощается. Нет необходимости в емкостях для воды на 20 м³, 1 м³.

Приложение II (рекомендуемое)

Таблица для оценки состояния конструкций ЖБР 30000 м³, выполненного по типовому проекту «Резервуар железобетонный цилиндрический заглубленный для нефти емкостью 30000 м³ со сборными стенками и покрытием». Альбом 1. Гипротрубопровод. М. 1962

Балл	Прочность - R ^{эксп} , кг/см ²	Прогиб f ^{эксп} , мм	Экспертная оценка дефектов
5	R ^{эксп} ≥ 300	< 30	дефектов нет
4	300 > R ^{эксп} ≥ 230	< 33	дефекты незначительны
3	R ^{эксп} ≥ 230	< 36	дефекты существенны, но устранимы восстановлением
2	R ^{эксп} ≥ 230	≥ 40	дефекты существенны, но устранимы восстановлением
2	R ^{эксп} ≥ 100	< 40	дефекты существенны, но устранимы восстановлением
1	100 ≤ R ^{эксп} ≤ 230	> 40	независимо от оценки дефектов
1	R ^{эксп} < 100	независимо	независимо от оценки дефектов

При прочности бетона R = 230 кг/см² несущая способность плит покрытия, рассчитанная в соответствии со [СНиП 2.03.01](#), достаточна для восприятия расчетной нагрузки 605 кг/м², а прогиб не превышает 3 см.

При установлении ограничений по прочности было принято во внимание то, что по проекту плиты должны иметь бетон марки 300 (по старой классификации). Если при обследовании выяснено, что прочность бетона не ниже 300 кг/см², то, следовательно, конструкция отвечает по прочности проектным требованиям.

В соответствии со [СНиП 2.03.11](#) «Защита строительных конструкций от коррозии» при проектировании плиты покрытия была принята расчетная прочность бетона R = 160 кг/см². Ультразвуковой контроль по [ГОСТ 17624](#) обеспечивает точность ~ ±20 %. В условиях, когда доступ к плитам только с одной стороны и повреждена поверхность бетона, в запас принята точность ±30 %. Поэтому, если бетон имеет установленную прочность более 230 кг/см² (230×0,7 = 161 > R = 160 кг/см²), то можно считать, что измеренная фактическая прочность достаточна для восприятия расчетного усилия в настоящее время.

При прочности бетона менее 100 кг/см² в конструкции существенно снижены долговечность и несущая способность. При восстановлении такой конструкции следует иметь в виду, что она неспособна нести собственный вес и вес рабочего с грузом (P = 100 кг). Такие конструкции следует считать аварийными.

Приложение С
(обязательное)

Форма

Утверждаю

(руководитель предприятия)_____
(подпись расшифровка)
Дата утверждения

АКТ

приемки на законченные ремонтные работы

« ____ » _____ 19__ г.

(год приемки резервуара в эксплуатацию после проведения ремонта)

Составлен комиссией

_____ (должность, фамилия, имя, отчество)

_____ (должность, фамилия, имя, отчество)

В резервуаре

_____ (характеристика резервуара: №, вместимость и др.)

произведен капитальный ремонт в объеме

_____ (перечень устраненных дефектов: замена

(согласно дефектной ведомости)

_____ изношенных элементов резервуара,

_____ ремонт сварных соединений, исправление осадки, устранение

_____ негерметичности, ремонт оборудования и др.)

Качество ремонтных работ (по результатам внешнего осмотра, рентгенографии испытаний, измерений и др.)

_____ (оценка ремонтных работ)

Результаты испытания резервуара на прочность наливом водой до высоты _____ м
Комиссия считает возможным ввести резервуар в эксплуатацию с предельным уровнем наполнения _____ мПредседатель комиссии _____
(подпись)Члены комиссии _____
(подписи)**Приложение Т**
(рекомендуемое)**Расчет толщины заглушек**Расчетная толщина заглушек определяется из расчета на возможное максимальное давление по таблице **Т.1** или по формуле:

$$\delta = 0,41(D_y + B) \sqrt{\frac{P}{[\delta]}} \quad (Т.1)$$

где δ - расчетная толщина заглушки, мм; D_y - диаметр трубопровода, мм;

в - ширина уплотнительной прокладки, мм;
 Р - максимальное давление в трубопроводе, МПа;
 $|\delta|$ - допустимое напряжение на изгиб, МПа.

Таблица Т.1 - Расчетная толщина δ заглушек, изготовленных из Ст3, в зависимости от диаметра и давления в трубопроводе, мм

Диаметр трубопровода, мм	Давление в трубопроводе, МПа		
	0,1	0,05	0,01
200	2,5	1,8	1,0
250	3,1	2,2	1,0
300	3,7	2,6	1,2
350	4,2	3,0	1,3
400	4,8	3,4	1,5
500	5,9	4,2	1,9
600	7,0	5,0	2,2
700	8,2	5,7	2,6

Номинальная толщина заглушки определяется с учетом прибавки на коррозию с округлением до ближайшей большей толщины по стандартам и техническим условиям

$$t \geq \delta + c, \quad (Т.2)$$

где t - номинальная толщина заглушки, мм;

δ - расчетная толщина заглушки, мм;

c - прибавка на коррозию, мм. Принимается на основании практического опыта.

Приложение У
(обязательное)

Форма

АКТ № _____
ГОТОВНОСТИ РЕЗЕРВУАРА № _____
К ОЧИСТНЫМ РАБОТАМ

« _____ » _____ 19__ г. НПС _____

(наименование объекта)

Комиссия в составе главного инженера (начальника) НПС

(фамилия, имя, отчество)

инженера по охране труда (инспектора охраны труда)

(фамилия, имя, отчество)

представителя резервуарного парка НПС

(должность, фамилия, имя, отчество)

в присутствии ответственного лица по очистке _____

(должность, фамилия, имя, отчество)

составила настоящий акт о следующем:
нами проведен осмотр и проверена готовность резервуара к выполнению работ по очистке очистной бригадой

_____ (наименование и номер резервуара)

для _____
(указать назначение и требуемую степень очистки)

При осмотре и проверке установлено, что при подготовке к работам по очистке _____ в соответствии с «Правилами безопасности при (наименование и номер резервуара)

эксплуатации магистральных нефтепроводов» выполнено следующее:

Мероприятия _____ Исполнение

Освобождение _____
(тип резервуара)

_____ и количество оставшейся нефти и отложений, куб. м. уровень, см,

_____ характеристика остатка)

Отсоединение _____
(тип резервуара)

от всех трубопроводов (кроме очистного) путем установки заглушек

Открытие у _____
(тип резервуара)

всех люков и других отверстий после слива нефти и воды

Подготовлены следующие средства для очистных работ:

_____ (указать, какие насосы, трубопроводы и другое оборудование)

Резервуар № _____ осмотрен и принят для производства очистных работ.

Ответственный по очистке резервуара _____
(подпись)

Подписи членов комиссии:

Главный инженер (начальник) НПС _____

Инженер по охране труда (инспектор охраны труда) _____

Представитель резервуарного парка _____

Представитель пожарной охраны _____

Приложение Ф
(обязательное)

НПС _____
наименование

Утверждаю
Начальник НПС

«___» _____ 200_ г.

АКТ № _____
на выполненную очистку резервуара № _____

«___» _____ 200 г.

(НПС)

_____ (наименование объекта)

Комиссия в составе представителя НПС

_____ (должность, фамилия, имя, отчество)

ответственных лиц по очистке

_____ (должность, фамилия, имя, отчество)

провела осмотр

_____ (тип и номер резервуара)

после очистки из-под

_____ для заполнения, обследования, ремонта и т.д.

Заключение комиссии

_____ (оценка)

Председатель комиссии _____

(подпись)

Члены комиссии:

представитель резервуарного парка _____

(подпись)

представитель пожарной охраны _____

(подпись)

ответственный представитель ремонтной организации _____

(подпись)

Приложение Ц
(обязательное)

НПС _____
Наименование

Утверждаю
Начальник НПС

подпись
«___» _____ 200_ г.

АКТ № _____
«___» _____ 200_ г.
готовности резервуара к огненным работам

Основание:

_____ (приказ, распоряжение и т.д.)

составлен комиссией:

председатель: главный инженер НПС

_____ (фамилия, имя, отчество)

члены комиссии:

представитель резервуарного парка

_____ (должность, фамилия, имя, отчество)

представитель пожарной охраны

_____ (должность, фамилия, имя, отчество)

ответственный представитель ремонтной организации

_____ (должность, фамилия, имя, отчество)

В период с _____ по _____ комиссия провела проверку готовности

_____ (наименование и номер резервуара)

к производству нижеследующего ремонта с ведением огневых работ:

_____ (перечислить работы, которые будут произведены)

В процессе подготовки

_____ (наименование, номер резервуара)

к производству ремонта с ведением огневых работ выполнено:

1. Резервуар очищен

_____ (указать качество очистки, соответствие ее ведению огневых работ)

2. Соединены все трубопроводы с установкой диэлектрической прокладки, поставлены металлические заглушки и составлена схема их установки, которая приложена к разрешению.

3. Проведен анализ воздуха для определения возможности ведения огневых работ внутри резервуара

_____ (тип и номер резервуара)
после отглушения всех трубопроводов (см. справку лаборатории № _____
от _____)
(дата)

4. Все задвижки на соседних резервуарах и трубопроводах, водоспускные краны, колодцы, канализация и узлы задвижек (во избежание загорания паров нефтепродуктов) прикрыты войлоком (в жаркое время войлок смачивается водой).

5. Подготовлены пожарный инвентарь и средства пожаротушения (песок, лопаты, кошма, огнетушители).

Председатель комиссии _____
(подпись)

Члены комиссии:
представитель резервуарного парка _____
(подпись)

представитель пожарной охраны _____
(подпись)

ответственный представитель ремонтной организации _____
(подпись)

Приложение Ш (рекомендуемое)

Требования

к содержанию плана ликвидации возможных аварий и инцидентов в резервуарных парках

Резервуарные парки магистральных нефтепроводов относятся к опасным производственным объектам.

Опасность резервуарных парков резко возрастает при аварийных утечках без признаков разрушения и повреждения, при частичном повреждении резервуаров, трубопроводов, оборудования и устройств, в результате полного разрушения резервуара.

При возникновении аварий или аварийных утечек нефти эксплуатационный персонал соответствующих перекачивающих, наливных станций, нефтебаз и структурных подразделений предприятий должен действовать в соответствии с планом ликвидации возможных аварий и аварийных утечек, разработанным заранее для каждого конкретного резервуарного парка.

Планом должны определяться обязанности и порядок действия ответственных должностных лиц и персонала станций, нефтебаз, структурных подразделений предприятий (райуправлений) магистральных нефтепроводов, позволяющие более оперативно и организованно принять экстренные меры по предотвращению развития аварий, уменьшению истечения и разлива нефти, обеспечению безопасности станций, нефтебаз, соседних объектов и жилых поселков, защите окружающей среды, а также проведению ремонтных работ для обеспечения дальнейшей эксплуатации резервуарного парка.

План ликвидации аварий должен содержать перечень возможных аварий и аварийных утечек, мест их возникновения, сценарии возможного развития аварий и их последствия, меры по снижению опасности, прежде всего для жизни людей.

План ликвидации возможных аварий и аварийных утечек должен содержать:

- оперативную часть;
- техническую часть;
- порядок взаимодействия с другими предприятиями и организациями по ликвидации аварий и их последствий.

В оперативной части плана должны быть предусмотрены все виды возможных аварий и аварийных утечек, возможное развитие аварий и их последствия, определены мероприятия по спасению людей и ликвидации аварии и аварийных утечек: способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация,

громкоговорящая связь, телефон и др.), список лиц, имеющих право на оповещение, пути вывода людей из опасных мест и участков в зависимости от характера аварии.

План должен предусматривать:

- распределение обязанностей между отдельными лицами и службами, участвующими в ликвидации аварий и аварийных утечек, и порядок их взаимодействия;
- списки, адреса, телефоны должностных лиц, которых следует извещать об аварии и аварийных утечках;
- генплан и технологическую схему нефтеперекачивающей станции, наливного пункта, нефтебазы, морского и речного терминала;
- необходимость и последовательность выключения электроэнергии и отключения электросетей, остановки оборудования, прекращения тех или иных видов работ в зоне разлива нефти и распространения ее паров;
- перечень организаций, предприятий, хозяйств, жилых поселков, а также порядок их оповещения о возможном распространении разлившейся при аварии нефти и о границах вероятной взрыво- и пожароопасной зоны с целью принятия мер по предотвращению пожаров и взрывов, а при необходимости, и эвакуации работников и населения;
- порядок выставления на путях подхода (подъезда) к опасным местам постов для контроля за пропуском людей и техники в загазованную и опасную зону;
- первоочередные действия персонала станций, нефтебаз, филиалов предприятий по предотвращению, предупреждению развития аварий и их осложнений;
- перечень мероприятий по предупреждению тяжелых последствий аварий;
- порядок взаимодействия с газоспасательными, пожарными и другими специализированными службами;
- способы ликвидации аварий в начальной стадии.

Техническая часть плана должна включать:

- виды возможных аварий и аварийных утечек, привязанных к конкретному резервуару или группе резервуаров;
- мероприятия по предотвращению дальнейшего разлива и загорания нефти;
- мероприятия по очистке загрязненной территории от разлитой нефти в зоне производства ремонтных работ;
- мероприятия по подготовке резервуаров и их дефектных мест к ремонтным работам;
- перечень технических средств и материалов в зависимости от характера аварий, аварийных утечек с указанием места их складирования, хранения;
- методы ликвидации аварий и аварийных утечек;
- мероприятия по обследованию состояния резервуаров и его оборудования после ликвидации аварии, аварийных утечек и устранения выявленных недостатков;
- мероприятия по сбору и утилизации нефти, а также по ликвидации последствий разлива нефти.

Порядок взаимодействия с другими предприятиями и организациями по ликвидации возможных аварий, аварийных утечек и их последствий должен отражать:

- перечень предприятий и организации, привлекаемых к ликвидации возможных аварий, аварийных утечек и их последствий, номера телефонов должностных лиц, которые должны быть извещены об авариях и аварийных утечках;
- виды работ и их этапы, которые надлежит выполнять привлекаемым предприятиям и организациям;
- перечень технических средств и специалистов, которые должны быть выделены привлекаемыми предприятиями и организациями в соответствии с договором или договоренностью с ними.

План ликвидации возможных аварий и аварийных утечек разрабатывается и пересматривается в филиалах предприятий комиссией в составе начальника отдела эксплуатации, старшего диспетчера, главного механика, главного энергетика, инженера по технике безопасности, представителей ПТУС и пожарной охраны, начальника (директора) или заместителя начальника (директора) НПС (нефтебазы) и утверждается главным инженером филиала предприятия.

План ликвидации возможных аварий и аварийных утечек должен утверждаться при наличии актов проверки:

- состояния систем контроля технологического процесса;

- исправности аварийной сигнализации, связи, аварийного освещения;
- наличия и исправности средств для спасения людей, противопожарного оборудования и технических средств для ликвидации аварии в начальной стадии.

ССЫЛОЧНЫЕ НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

- 1 Закон РФ «О промышленной безопасности опасных промышленных объектов», принят Гос. Думой РФ 23.06.97 г.
- 2 Закон «О пожарной безопасности в РФ», утв. 21.12.1994 г. Президентом РФ.
- 3 Закон Российской Федерации «Об охране окружающей природной среды» от 19.12.91 г. № 2060-1 с изм. и доп. от 21.02.92 г. и 02.06.93 г.
- 4 Федеральный закон об «Основах охраны труда в Российской Федерации» от 17.07.99 г. № 181.
- 5 [ГОСТ 9.014-78](#). Временная противокоррозионная защита изделий. Общие требования.
- 6 [ГОСТ 9.032-74](#). ЕСЗК. С. Покрытия лакокрасочные, группы, технические требования и обозначения.
- 7 [ГОСТ 9.402-80](#). ЕСЗК. С. Покрытия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей перед окрашиванием.
- 8 [ГОСТ 12.1.004-91](#). ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
- 9 [ГОСТ 12.1.005-88](#) ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 10 [ГОСТ 12.1.010-76](#). ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
- 11 [ГОСТ 12.1.018-93](#). Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования.
- 12 [ГОСТ 12.2.020-76](#). ССБТ. Электрооборудование взрывозащищенное. Классификация. Маркировка.
- 13 [ГОСТ 12.2.044-80](#). ССБТ. Машины и оборудование для транспортирования нефти. Требования безопасности.
- 14 [ГОСТ 12.3.003-86](#). ССБТ. Работы электросварочные. Требования безопасности.
- 15 [ГОСТ 12.3.009-76](#). Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности.
- 16 [ГОСТ 12.3.020-80](#). Процессы перемещения грузов на предприятиях. Общие требования безопасности.
- 17 [ГОСТ 12.3.046-91](#). ССБТ. Установки пожаротушения автоматические. Общие требования.
- 18 [ГОСТ 12.4.009-83](#). ССБТ. Пожарная техника для защиты объектов Основные виды. Размещение и обслуживание.
- 19 [ГОСТ Р 12.4.013-97](#). ССБТ. Очки защитные. Общие технические условия.
- 20 [ГОСТ 12.4.026-76](#). ССБТ. Цвета сигнальные и знаки безопасности.
- 21 [ГОСТ 12.4.059-89](#). ССБТ. Строительство. Ограждения предохранительные инвентарные. Общие технические условия.
- 22 [ГОСТ 12.4.087-84](#). ССБТ. Строительство. Каски строительные. Технические условия.
- 23 [ГОСТ 12.4.089-86](#). ССБТ. Строительство. Пояса предохранительные. Общие технические условия.
- 24 [ГОСТ 12.4.124-83](#). ССБТ. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования.
- 25 [ГОСТ 17.2.3.02-78](#). Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями.
- 26 [ГОСТ 202-84](#). Белила цинковые. Технические условия.
- 27 [ГОСТ 380-88](#). Сталь углеродистая обыкновенного качества. Марки.
- 28 [ГОСТ 400-80](#) Е. Термометры стеклянные для испытаний нефтепродуктов. Технические условия.
- 29 [ГОСТ Р МЭК 870-1-1-93](#). Устройства и системы телемеханики. Часть 1. Основные положения. Раздел 1. Общие принципы.
- 30 [ГОСТ 1510-84](#). Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение.
- 31 [ГОСТ 2246-70](#). Проволока стальная сварочная. Технические условия.
- 32 [ГОСТ 2517-85](#). Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб.
- 33 [ГОСТ 3272-71](#). Изделия огнеупорные шамотные для футеровки вагранок. Технические условия.
- 34 [ГОСТ 26251-84](#). Протекторы для защиты от коррозии. Технические условия.
- 35 [ГОСТ 4765-73](#). Материалы лакокрасочные. Метод определения прочности при ударе.
- 36 [ГОСТ 5233-89](#) Материалы лакокрасочные. Метод определения твердости по маятниковому прибору.

- 37 [ГОСТ 5264-80](#). Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры.
- 38 [ГОСТ 5640-68](#). Сталь. Металлографический метод оценки микроструктуры листов и ленты.
- 39 [ГОСТ 6996-66](#). Сварные соединения. Методы определения механических свойств.
- 40 [ГОСТ 7502-89](#). Рулетки измерительные металлические. Технические условия.
- 41 [ГОСТ 7512-82](#). Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод.
- 42 [ГОСТ 8050-85](#). Двоокись углерода газообразная и жидкая. Технические условия.
- 43 [ГОСТ 8267-93](#). Щебень и гравий из плотных горных пород для строительных работ. Технические условия.
- 44 [ГОСТ 8713-79](#). Сварка под флюсом. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры.
- 44 [ГОСТ 9454-78](#). Металлы. Метод испытания на ударный изгиб при пониженных, комнатной и повышенных температурах.
- 45 [ГОСТ 9808-84](#). Двоокись титана пигментная. Технические условия.
- 46 [ГОСТ 10157-79](#). Аргон газообразный и жидкий. Технические условия.
- 47 [ГОСТ 12997-84](#). Изделия ГСП. Общие технические условия.
- 48 [ГОСТ 13196-93](#). Устройства автоматизации резервуарных парков. Средства измерения уровня и отбора проб нефти и нефтепродуктов.
- 49 [ГОСТ 14637-89](#). Прокат толстолистовой из углеродистой стали обыкновенного качества. Технические условия.
- 50 [ГОСТ 14771-76](#). Дуговая сварка в защитном газе. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры.
- 51 [ГОСТ 14782-86](#). Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые.
- 52 [ГОСТ 15140-78](#). Материалы лакокрасочные. Методы определения адгезии.
- 53 [ГОСТ 15150-69](#). Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения, транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды.
- 54 [ГОСТ 16350-80](#). Климат СССР. Районирование и статистические параметры климатических факторов для технических целей.
- 55 [ГОСТ 17624-87](#). Бетоны. Ультразвуковой метод определения прочности.
- 56 [ГОСТ 19007-73](#). Материалы лакокрасочные. Метод определения времени и степени высыхания.
- 57 [ГОСТ 19281-89](#). Прокат из стали повышенной прочности. Общие технические условия.
- 58 [ГОСТ 22266-94](#). Цементы сульфатостойкие. Технические условия.
- 59 [ГОСТ 22782.0-81](#). Электрооборудование взрывозащищенное. Общие технические требования и методы испытаний.
- 60 [ГОСТ 22782.3-77](#). Электрооборудование взрывозащищенное со специальным видом взрывозащиты. Технические требования и методы защиты.
- 61 [ГОСТ 22782.5-78](#). Электрооборудование взрывозащищенное с видом взрывозащиты. «Искробезопасная электрическая цепь». Технические требования и методы испытаний.
- 62 [ГОСТ 22782.6-81](#). Электрооборудование взрывозащищенное с видом взрывозащиты. «Взрывозащищенная оболочка». Технические требования и методы испытаний.
- 63 [ГОСТ 22782.7-81](#). Электрооборудование взрывозащищенное с защитой «е». Технические требования и методы испытаний.
- 64 [ГОСТ 22904-93](#). Конструкции железобетонные. Магнитный метод определения толщины защитного слоя бетона и расположения арматуры.
- 65 [ГОСТ 23055-78](#). Классификация сварных соединений по результатам радиографического контроля.
- 66 [ГОСТ 23732-79](#). Вода для бетонов и растворов. Технические условия.
- 67 [ГОСТ 25706-83](#). Лупы. Типы. Основные параметры. Общие технические требования.
- 68 [ГОСТ 26633-91](#). Бетоны тяжелые и мелкозернистые. Технические условия.
- 69 [ГОСТ 26887-86](#). Площадки и лестницы для строительно-монтажных работ. Общие технические условия.
- 70 [ГОСТ Р 50800-95](#). Установки пенного пожаротушения автоматические.
- 71 [ГОСТ 26976-86](#). Нефть и нефтепродукты. Методы измерения массы.
- 72 [ГОСТ 27321-87](#). Леса строчные приставные для строительно-монтажных работ. Технические условия.
- 73 [ГОСТ 27372-87](#). Люльки для строительно-монтажных работ. Технические условия.

- 74 [ГОСТ 28498-90](#). Термометры жидкостные стеклянные. Общие технические требования. Методы испытаний.
- 75 [ГОСТ Р 50588-93](#). Пенообразователи для тушения пожаров. Общие технические требования и методы испытаний.
- 76 ГОСТ 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.
- 77 [ГОСТ 8.570-2000](#). Резервуары стальные вертикальные. Методика поверки.
- 78 [СНиП 2.03.01-84](#). Бетонные и железобетонные конструкции.
- 79 [СНиП 2.03.11-85](#). Защита строительных конструкций от коррозии.
- 80 [СНиП 2.04.09-84](#). Пожарная автоматика зданий и сооружений.
- 81 [СНиП 2.09.03-85](#). Сооружение промышленных предприятий.
- 82 [СНиП 2.11.03-93](#). Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы.
- 83 [СНиП II-23-81](#). Стальные конструкции.
- 84 [СНиП 3.01.01-85](#). Организация строительного производства.
- 85 [СНиП 3.01.03-84](#). Геодезические работы в строительстве.
- 86 [СНиП 3.01.04-87](#). Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения.
- 87 [СНиП 3.02.01-87](#). Земляные сооружения, основания и фундаменты.
- 88 [СНиП 3.03.01-87](#). Несущие и ограждающие конструкции.
- 89 [СНиП 22-01-95](#). Геофизика опасных природных воздействий.
- 90 [СНиП 23-05-95](#). Естественное и искусственное освещение.
- 91 [ВСН 009-88](#). Миннефтегазстрой. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Средства и установки электрохимзащиты. М.; ВНИИСТ.
- 92 [ВНТП 2-86](#). Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов. М., Миннефтепром, 1986 г.
- 93 НПБ 155-97. Пожарная техника. Огнетушители переносные. Основные показатели и методы испытаний. М., ГПС МВД РФ, 1997 г.
- 94 НПБ 156-97. Пожарная техника. Огнетушители передвижные. Основные показатели и методы испытаний. М., ГПС МВД РФ, 1997 г.
- 95 [НПБ 166-97](#). Пожарная техника. Огнетушители. Требования к эксплуатации. М., ГПС МВД РФ, 1997 г.
- 96 [НПБ 160-97](#). Цвета сигнальные. Знаки пожарной безопасности. Виды, размеры, общие технические требования. М., ГПС МВД РФ, 1997 г.
- 97 [НПБ 201-96](#). Пожарная охрана предприятий. Общие требования. М., ГПС МВД РФ, 1996 г.
- 98 [СН 245-71](#). Санитарные нормы. Проектирование промышленных предприятий.
- 99 [ВСН 311-89](#). Монтаж стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов от 100 до 50000 м³. Минмонтажспецстрой.
- 100 Нормы естественной убыли нефти при приеме, отпуске и хранении. Утв. Госнабпом 15.03.88 г., Постановление № 23.
- 101 ВППБ 01-05-99. Правила пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов ОАО АК «Транснефть» М., ВИПБ МВД РФ, 1999 г.
- 102 Правила пожарной безопасности в Российской Федерации [ППБ 01-93*](#).
- 103 Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов. Госгортехнадзор России, НПО ОБТ, 1997.
- 104 Правила устройства электроустановок ([ПУЭ](#)) - М: Главгосэнергонадзор России, 1998.
- 105 [РД 009-01-96](#). Установки пожарной автоматики. Правила технического содержания. М., МА «Системсервис», 1996 г.
- 106 [РД 009-02-96](#). Установки пожарной автоматики. Техническое обслуживание и планово-предупредительный ремонт. М., МА «Системсервис», 1996 г.
- 107 [РД 08-95-95](#). Положение о системе диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов. Утв. Госгортехнадзором РФ 25.07.95 г., М., АО «ВНИИмонтажспецстрой», АОЗТ «Контакт».
- 108 [РД 08-200-98](#). Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Типовая инструкция по организации безопасного проведения газоопасных работ. М., НПО ОБТ, 1998 г.
- 109 [РД 08-204-98](#). Порядок уведомления и представления территориальным органам Госгортехнадзора информации об авариях, аварийных утечках и опасных условиях эксплуатации объектов магистрального трубопроводного транспорта газов и опасных жидкостей. М., Безопасность труда в

промышленности, 1998 г., № 10.

110 РД 39-30-1331-85. Инструкция по усилению вертикальных монтажных стыков стенок резервуаров РВС-20000.

111 РД 50-156-79. Методические указания. Определение вместимости и градуировка железобетонных цилиндрических резервуаров со сборной стенкой вместимостью до 30000 м³ геометрическим методом.

112 [РД 153-39 ТН-008-96](#). Руководство по организации эксплуатации и технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций. Уфа, ИПТЭР, 1997 г.

113 РД 153-39-ТН-012-96. Инструкция по пожаровзрывобезопасной технологии очистки нефтяных резервуаров М., ВИПТШ МВД РФ, 1996 г.

114 РД 153-112-017-97. Инструкция по диагностике и оценке остаточного ресурса вертикальных сварных резервуаров. Уфа, ЗАО «Нефтемонтаждиагностика», 1997 г.

115 [ОНД-86](#). Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. Л. Гидрометеиздат.

116 ОНД-90. Руководство по контролю источников загрязнения атмосферы. Части 1 и 2. Л. Гидрометеиздат.

117 МИ 1823-87. Методические указания. Вместимость стальных вертикальных цилиндрических резервуаров. Методика выполнения измерений геометрическим и объемным методами.

118 НВН 33-5.1.02-83. Инструкция о порядке согласования и выдачи

«О введении в действие руководящего документа»

В целях нормативного обеспечения деятельности служб резервуарных парков ОАО «АК «Транснефть»,

ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Ввести в действие с 10 апреля 2001 года руководящий документ «Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз» (прилагается)
2. Отделу научно-технического обеспечения и информации (Сощенко А. Е.) в срок до 20.03.2001 года направить указанный РД в ОАО МН по электронной почте.
3. Генеральным директорам ОАО МН обеспечить руководящим документом структурные подразделения, установить контроль за выполнением требований настоящего РД эксплуатационным персоналом.
4. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на вице-президента ОАО «АК «Транснефть» Лисина Ю. В.

Президент С.

М. Вайншток

ВНЕСЕНО:

Заместитель начальника Отдела
магистральных нефтепроводов
и нефтебаз

А.А. Михайлов

СОГЛАСОВАНО:

Первый вице-президент
Вице-президент
Начальник департамента
Начальник правового управления
Начальник отдела контроля
и делопроизводства
Начальник отдела научно-технического

В.В. Калинин

Ю.В. Лисин

В.С. Гринько

В.Я. Зайцев

С.М. Родькина

обеспечения и информации

А.Е. Сощенко

Рассылка:

1 экз. - ОКД;

1 экз. - ОМНиНБ;

1 экз. - департамент ТуиКН;

1 экз. - диспетчерское управление;

12 экз. - по списку рассылка в ОАО МН.

СОДЕРЖАНИЕ

[Приложение А Технические характеристики типовых стальных вертикальных резервуаров](#)

[Приложение Б Параметры железобетонных резервуаров](#)

[Приложение Г Комплекс технических мероприятий по подготовке и проведению испытаний вертикальных стальных резервуаров](#)

[Приложение Д Комплекс технических мероприятий по подготовке и проведению испытаний железобетонных резервуаров](#)

[Приложение Е Паспорт вертикального стального цилиндрического резервуара №](#)

[Приложение Ж Паспорт железобетонного резервуара](#)

[Приложение И Типовые формы технологических карт эксплуатации резервуаров](#)

[Приложение К Акт нивелирования окрайки днища стального вертикального резервуара](#)

[Приложение Л Акт нивелирования днища стального вертикального резервуара](#)

[Приложение М Перечень оборудования, приборов и технических средств, необходимых для проведения полного технического обследования железобетонных резервуаров](#)

[Приложение Н Загрузка участка покрытия водой с помощью брезентовых мешков](#)

[Приложение П Таблица для оценки состояния конструкций ЖБР 30000 м³, выполненного по типовому проекту «Резервуар железобетонный цилиндрический заглубленный для нефти емкостью 30000 м³ со сборными стенками и покрытием».](#)

[Приложение С Акт приемки на законченные ремонтные работы](#)

[Приложение Т Расчет толщины заглушек](#)

[Приложение У Акт готовности резервуара к очистным работам](#)

[Приложение Ф Акт на выполненную очистку резервуара](#)

[Приложение Ц Акт готовности резервуара к огневым работам](#)

[Приложение Ш Требования к содержанию плана ликвидации возможных аварий и инцидентов в резервуарных парках](#)

[Ссылочные нормативные документы](#)