ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 58623— 2019

Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов

РЕЗЕРВУАРЫ ВЕРТИКАЛЬНЫЕ ЦИЛИНДРИЧЕСКИЕ СТАЛЬНЫЕ

Правила технической эксплуатации

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2019

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт трубопроводного транспорта» (ООО «НИИ Транснефть»)

2 ВНЕСЕН подкомитетом ПК 7 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов» Технического комитета по стандартизации ТК 23 «Нефтяная и газовая промышленность»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 ноября 2019 г. № 1082-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

*Правила применения настоящего стандарта установлены в статье 26 Федерального закона от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации». Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (*gost.e-ecolog.ru

© Стандартинформ, оформление, 2019

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения 3
4 Сокращения 6
5 Основные положения 7
6 Приемка и ввод в эксплуатацию 7
7 Техническая эксплуатация 9
7.1 Порядок выполнения работ 9
7.2 Эксплуатационные документы 11
7.3 Режим эксплуатации резервуаров 13
7.4 Метрологическое обеспечение 15
7.5 Техническое обслуживание и текущий ремонт оборудования, установленного на резервуарах, резервуаров и резервуарных парков 16
7.6 Особенности эксплуатации оборудования и резервуаров в осенне-зимний и весенне-летний периоды 17
7.7 Особенности эксплуатации резервуаров с высокосернистой нефтью 18
7.8 Особенности эксплуатации резервуаров для хранения авиатоплива 18
7.9 Особенность эксплуатация резервуаров с системой обогрева 18
7.10 Предотвращение накопления донных отложений 21
7.11 Дренирование подтоварной воды 21
7.12 Контроль за осадкой фундамента резервуаров, трубопроводов и оборудования 21
7.13 Содержание территории 23
8 Техническое диагностирование 24
9 Вывод из эксплуатации 24
10 Техническое перевооружение, реконструкция, ремонт 24
11 Обеспечение безопасной эксплуатации 26
11.1 Предупреждение аварий и повреждений 26
11.2 Система автоматизации резервуарного парка 27
11.3 Системы пожаротушения и водяного охлаждения 28
11.4 Система защиты резервуаров от коррозии 29
11.5 Система защиты резервуаров от статического электричества 29
11.6 Молниезащита 30
11.7 Охрана труда 30
11.8 Промышленная безопасность 36
11.9 Пожарная безопасность 37
12 Охрана окружающей среды 37
Приложение А (рекомендуемое) Перечень оборудования и конструктивных элементов резервуаров 39
Приложение Б (рекомендуемое) Комплекс технических мероприятий по подготовке и проведению гидравлических испытаний резервуара 41
Приложение В (справочное) Перечень работ при осмотре, техническом обслуживании и текущем ремонте резервуара 43
Приложение Г (рекомендуемое) Форма графика технического обслуживания и ремонта дыхательных и предохранительных клапанов 49
Приложение Д (рекомендуемое) Форма технологической карты эксплуатации резервуаров 50

Приложение Е (обязательное) Форма журнала учета установки заглушек 52
Приложение Ж (рекомендуемое) Форма журнала обхода объекта магистрального трубопровода . . . 53
Приложение И (рекомендуемое) Форма журнала проведения работ по размыву и удалению донных отложений из резервуара 54
Приложение К (обязательное) Форма паспорта на резервуар 55
Приложение Л (справочное) Форма паспорта комплексного заземляющего устройства резервуара 71
Библиография 73

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов

РЕЗЕРВУАРЫ ВЕРТИКАЛЬНЫЕ ЦИЛИНДРИЧЕСКИЕ СТАЛЬНЫЕ

Правила технической эксплуатации

Trunk pipeline transport of oil and oil products. Vertical cylindrical steel tanks. Rules of technical operation

Дата введения —2020—08—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает правила технической эксплуатации вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти/нефтепродуктов (далее — резервуары), входящих в состав объектов магистрального трубопровода для транспортировки нефти и нефтепродуктов.

1.2 Настоящий стандарт распространяется на резервуары номинальным объемом от 100 до 120000 м^3, в том числе оборудованные теплоизоляцией, следующих типов:

- со стационарной крышей без понтона;
- со стационарной крышей с понтоном;
- с плавающей крышей.

1.3 Настоящий стандарт распространяется на следующие условия эксплуатации резервуаров:

- расположение резервуаров — наземное;
- плотность нефти и нефтепродуктов — не более 1600 кг/м^3;
- температура корпуса резервуара — от минус 65 °С до 160 °С;
- нормативное внутреннее избыточное давление в газовом пространстве — не более 5000 Па;
- нормативное относительное разрежение в газовом пространстве — не более 500 Па;
- сейсмичность района строительства — до 9 баллов включительно по шкале MSK-64 [1].

1.4 Настоящий стандарт не распространяется:

- на изотермические резервуары для хранения сжиженных газов;
- на железобетонные резервуары;
- на горизонтальные стальные резервуары;
- на резервуары для нефти/нефтепродуктов вспомогательных систем механо-технологического оборудования;
- на нефтеловушки и резервуары статического отстоя в части их оборудования;
- на резервуары, построенные и эксплуатируемые на многолетнемерзлых грунтах.

1.5 Настоящий стандарт допускается применять при технической эксплуатации резервуаров для пожарной воды, нефтесодержащих стоков.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие документы:

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

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

Издание официальное

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

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

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

ГОСТ 12.4.026 Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний

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

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

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

ГОСТ 12.4.122 Система стандартов безопасности труда. Коробки фильтрующе-поглощающие для промышленных противогазов. Технические условия

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

ГОСТ 12.4.253 (EN 166:2002) Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты глаз. Общие технические требования

ГОСТ 17.2.3.02 Правила установления допустимых выбросов загрязняющих веществ промышленными предприятиями

ГОСТ 2517 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб

ГОСТ 7512 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод

ГОСТ 22782.0 Электрооборудование взрывозащищенное. Общие технические требования и методы испытаний

ГОСТ 23055 Контроль неразрушающий. Сварка металлов плавлением. Классификация сварных соединений по результатам радиографического контроля

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

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

ГОСТ 27372 Люльки для строительно-монтажных работ. Технические условия

ГОСТ 30244 Материалы строительные. Методы испытаний на горючесть

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

ГОСТ 32489 Пояса предохранительные строительные. Общие технические условия

ГОСТ Р 18.12.02 Технологии авиатопливообеспечения. Оборудование типовых схем авиатопливообеспечения. Общие технические требования

ГОСТ Р 51858 Нефть. Общие технические условия

ГОСТ Р 53324 Ограждения резервуаров. Требования пожарной безопасности

ГОСТ Р 53691 Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Паспорт отхода I—IV класса опасности. Основные требования

ГОСТ Р 58362 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Автоматизация и телемеханизация технологического оборудования. Основные положения, термины и определения

ГОСТ Р МЭК 62305-1 Менеджмент риска. Защита от молнии. Часть 1. Общие принципы

СП 22.13330.2016 «СНиП 2.02.01–83* Основание зданий и сооружений»

СП 28.13330.2017 «СНиП 2.03.11–85 Защита строительных конструкций от коррозии»

СП 70.13330.2012 «СНиП 3.03.01–87 Несущие и ограждающие конструкции»

СП 74.13330.2011 «СНиП 3.05.03–85 Тепловые сети»

СП 131.13330.2018 «СНиП 23-01–99* Строительная климатология»

СП 155.13130.2014 Склады нефти и нефтепродуктов. Требования пожарной безопасности

СП 232.1311500.2015 Пожарная охрана предприятий. Общие требования

СП 246.1325800.2016 Положение об авторском надзоре за строительством зданий и сооружений

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов и сводов правил в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный документ, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого документа с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого документа с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется принять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **базовая высота:** Расстояние по вертикали от точки касания днища грузом рулетки до верхнего края замерного люка или до риски направляющей планки замерного люка.

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

3.3 **верхний допустимый уровень:** Уровень нефти/нефтепродуктов в резервуаре, при достижении которого выполняется автоматическое закрытие задвижек на приемо-раздаточных патрубках резервуара.

3.4 **верхний нормативный уровень:** Уровень нефти/нефтепродуктов, при достижении которого выполняются технологические операции по остановке заполнения резервуара.

3.5

донные отложения (в резервуаре): Осадок в резервуаре, состоящий из смеси нефти/нефтепродуктов с парафином, механическими примесями и подтоварной воды.

[ГОСТ Р 57512—2017, статья 135]

3.6 **закачка:** Процесс заполнения резервуара с применением насосов или за счет разности геодезических отметок.

3.7

зачистка резервуара: Комплекс технологических операций по удалению с внутренней поверхности резервуара остатков нефти/нефтепродуктов и донных отложений.

[ГОСТ Р 57512—2017, статья 134]

3.8

заземляющее устройство: Совокупность всех электрических соединений и устройств, обеспечивающих заземление системы, установки и оборудования.

[ГОСТ Р МЭК 60050-826—2009, статья 826-13-04]

3.9

комплексное опробование: Проверка, регулировка и обеспечение взаимосвязанной работы оборудования в предусмотренном проектной документацией технологическом процессе на холостом ходу с последующим переводом оборудования на работу под нагрузкой и выводом на устойчивый проектный технологический режим.

[ГОСТ Р 55435—2013, статья 3.16]

3.10 **коренные задвижки резервуара:** Задвижки, расположенные на технологических трубопроводах наиболее близко к резервуару и находящиеся внутри защитного ограждения/обвалования резервуара.

3.11

многолетнемерзлый грунт: Грунт, находящийся в мерзлом состоянии постоянно в течение трех и более лет.

[ГОСТ 25100—2011, статья 3.19]

3.12

система защиты от молнии: Комплексная система защиты от молнии, предназначенная для уменьшения физических повреждений зданий/сооружений при ударе молнии в здание/сооружение.

[ГОСТ Р МЭК 62305-2—2010, статья 3.1.40]

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

3.14 **нижний допустимый уровень:** Уровень нефти/нефтепродуктов в резервуаре, при достижении которого выполняется автоматическое закрытие задвижек на приемо-раздаточных патрубках резервуара.

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

3.16

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

Примечание — Например, номинальный объем резервуара используют:
- при расчете объема резервуара и устанавливаемого на резервуар оборудования;
- расчете установок пожаротушения и орошения стенок резервуаров;
- компоновке резервуарных парков и нефтебаз.

[ГОСТ Р 57512—2017, статья 84]

3.17 **обслуживающий персонал:** Физические лица, имеющие профессиональную подготовку и выполняющие работы по техническому обслуживанию, ремонту, монтажу, осмотру оборудования объектов магистрального трубопровода.

3.18 **оперативный персонал:** Категория работников, непосредственно воздействующих на органы управления технологических установок и/или оборудования и осуществляющих управление и обслуживание этими установками и/или оборудованием в смене.

3.19 **организация, эксплуатирующая резервуары:** Юридическое лицо, действующее в порядке, установленном соответствующими законодательными и/или нормативными правовыми актами Российской Федерации, обеспеченное персоналом и техническими средствами, необходимыми для технологического управления, обслуживания и поддержания в безопасном состоянии резервуаров, которое осуществляет эксплуатацию резервуаров на праве собственности или на ином законном основании.

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

3.21 **откачка:** Процесс опорожнения резервуара с применением насосов или за счет разности геодезических отметок.

3.22

поверка средств измерения: Совокупность операций, выполняемых в целях подтверждения соответствия средств измерений метрологическим требованиям.

[2], статья 2, пункт 17]

3.23

проектировщик: Организация, осуществляющая разработку проектной документации.

[ГОСТ 31385—2016, статья 3.20]

3.24

подрядчик: Организация, имеющая выданное саморегулируемой организацией свидетельство о допуске к работам установленного перечня видов работ по инженерным изысканиям, по подготовке проектной документации, по строительству и реконструкции объектов магистральных трубопроводов, которые оказывают влияние на его безопасность, имеющая необходимую материально-техническую оснащенность, и, на основании договора с застройщиком (заказчиком), осуществляющая строительство и реконструкцию объектов магистральных трубопроводов в соответствии с требованиями нормативной и проектной документации.

[СП 86.13330.2014, статья 3.17]

3.25

предельное состояние: Состояние изделия, при котором его дальнейшая эксплуатация невозможна, недопустима или нецелесообразна.

[ГОСТ Р 27.607—2013, статья 3.27]

3.26 **плавающая крыша:** Конструкция, предназначенная для предотвращения испарения нефти/нефтепродуктов в резервуаре, не имеющем стационарной крыши, плавающая на поверхности нефти/нефтепродуктов и закрывающая поверхность нефти/нефтепродуктов по всей площади резервуара.

3.27 **понтон:** Конструкция, предназначенная для предотвращения испарения нефти/нефтепродуктов в резервуаре со стационарной крышей, плавающая на поверхности нефти/нефтепродуктов и закрывающая поверхность нефти/нефтепродуктов по всей площади резервуара.

3.28 **резервуар аварийного сброса:** Резервуар, предназначенный для противоаварийного приема нефти/нефтепродуктов из технологического участка магистрального трубопровода при срабатывании предохранительных устройств.

3.29

резервуар (для нефти/нефтепродуктов): Сооружение, предназначенное для приема, накопления и сдачи нефти/нефтепродуктов.

Примечание — Резервуары в ряде случаев можно использовать для измерения объема и/или хранения нефти/нефтепродуктов.

[ГОСТ Р 57512—2017, статья 55]

3.30

резервуарный парк: Комплекс взаимосвязанных резервуаров и связанного с ним технологического оборудования, предназначенный для приема, накопления и сдачи нефти/нефтепродуктов.

[ГОСТ Р 57512—2017, статья 19]

3.31

текущий ремонт: Плановый ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспособности объекта и состоящий в замене и/или восстановлении отдельных легкодоступных его частей.

[ГОСТ 18322—2016, статья 2.3.9]

3.32

техническое диагностирование: Определение технического состояния объекта.

Примечания

1 Задачами технического диагностирования являются:
- контроль технического состояния;
- поиск места и определение причин отказа (неисправности);
- прогнозирование технического состояния.

2 Термин «Техническое диагностирование» применяют в наименованиях и определениях понятий, когда решаемые задачи технического диагностирования равнозначны или основной задачей является поиск места и определение причин отказа (неисправности).

3 Термин «Контроль технического состояния» применяется, когда основной задачей технического диагностирования является определение вида технического состояния.

[ГОСТ 20911—89, статья 4]

3.33

технологический участок магистрального трубопровода: Работающий в едином гидравлическом режиме участок магистрального трубопровода от одной НПС с резервуарным парком до следующей по направлению перекачки НПС с резервуарным парком или до пункта назначения, для которого предусмотрен технологический режим перекачки нефти/нефтепродуктов.

[ГОСТ Р 57512—2017, статья 46]

3.34 **уровень аварийного запаса:** Уровень, обеспечивающий запас свободной емкости для противоаварийного приема нефти/нефтепродуктов из технологического участка магистрального трубопровода при срабатывании предохранительных устройств.

3.35

утечка нефти/нефтепродукта: Выход нефти/нефтепродукта из трубопровода, оборудования или сооружения вследствие повреждения или нарушения герметичности.

[ГОСТ Р 57512—2017, статья 8]

4 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

АКП — антикоррозионное покрытие;

АРМ — автоматизированное рабочее место;

ДП — диспетчерское подразделение;

ЗУ — заземляющее устройство;

КМ — конструкции металлические;

КМД — конструкции металлические деталировочные;

КО — комплексное опробование;

МТ — магистральный трубопровод;

объект МТ — НПС, нефтебаза, терминал, наливной пункт;

ОП — огнепреградитель;

ПД — проектная документация;

ПВК — контроль проникающими веществами, капиллярный;

ПВТ — контроль проникающими веществами, течеискание;

ПДВК — предельно допустимая взрывобезопасная концентрация;

ПДК — предельно допустимая концентрация;

ППР — проект производства работ;

ПРП — приемо-раздаточный патрубок;

ПРУ — приемо-раздаточное устройство;

ПСП — приемо-сдаточный пункт;

ПТ — пожаротушение;

ПУВ — плавающее устройство верхнего забора;

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

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

РВСПК — резервуар вертикальный стальной цилиндрический с плавающей крышей;

РД — рабочая документация;

РП — резервуарный парк;

СА — система автоматизации;

СВО — система водяного охлаждения;

СИ — средство измерений;

СИЗ — средства индивидуальной защиты;

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

СПТ — система пенного пожаротушения;

СРДО — система размыва донных отложений;

ТД — техническая документация;

ТКО — товарно-коммерческие операции;

ТО — техническое обслуживание;

ТОР — техническое обслуживание и ремонт;

ТР — текущий ремонт;

УЗТ — ультразвуковая толщинометрия;

ЭХЗ — электрохимическая защита;

$H_{щПРУ}$ — высота от днища резервуара до верха щели ПРУ, м;

$H_{щ.тр.сб}$ — высота проема трубы аварийного сброса или отверстий ПРУ диффузорного типа, м;

$H_{макс.подогр}$ — высота верхней точки системы подогрева продукта, м.

5 Основные положения

5.1 Эксплуатацию резервуаров осуществляют в соответствии с настоящим стандартом с учетом [3] и [4].

5.2 Типы, объемы и габаритные размеры резервуаров — по ГОСТ 31385.

5.3 Перечень оборудования и конструктивных элементов резервуаров в зависимости от их типа приведен в приложении А. Выбор конкретного оборудования и конструктивных элементов определяет проектировщик.

Оборудование резервуаров для авиатоплива — по ГОСТ Р 18.12.02.

5.4 Для аварийного сброса нефти/нефтепродуктов применяют резервуары, оборудованные дыхательными, предохранительными и аварийными клапанами без понтона, без газовой обвязки и установки улавливания легких фракций.

6 Приемка и ввод в эксплуатацию

6.1 Приемку резервуара в эксплуатацию осуществляют после завершения:

- строительно-монтажных работ в соответствии с ПД и РД;
- приемки оборудования после индивидуальных испытаний;
- выполнения первичной поверки (для резервуаров, применяемых в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений) или калибровки резервуара;
- проведения КО после окончания строительства, реконструкции, технического перевооружения, капитального и текущего ремонта резервуаров по утвержденной заказчиком программе и графикам в соответствии с [5]. При проведении КО проверяется работоспособность всего смонтированного на резервуаре оборудования и систем, включая подогреватели в условиях эксплуатационных нагрузок. По результатам проведенных работ оформляется акт КО и акт об окончании пусконаладочных работ по видам работ в установленном порядке.

6.2 Гидравлические испытания резервуара на прочность и герметичность — по ГОСТ 31385.

6.3 Комплекс технических мероприятий по подготовке и проведению гидравлических испытаний вертикальных цилиндрических стальных резервуаров приведен в приложении Б.

6.4 Для резервуаров, предназначенных для приема и накопления авиатоплива, дополнительно (см. приложение Б) выполняют исследование влияния внутреннего АКП резервуара на авиатопливо в соответствии с [6].

6.5 При приемке резервуара в эксплуатацию подрядчик передает организации, эксплуатирующей резервуары, приемо-сдаточную документацию на строительство, реконструкцию или капитальный ремонт резервуара, в том числе:

- перечень организаций и ответственных лиц, участвующих в строительстве;
- реестр исполнительной документации;
- ПД и РД на резервуар с внесенными в процессе строительства изменениями, ведомость изменений рабочей документации;
- документы о согласовании допустимых отступлений от требований ПД при строительстве;
- комплект рабочих чертежей с надписями о соответствии фактически выполненных работ этим чертежам, сделанными лицами, ответственными за производство строительно-монтажных работ на основании распорядительного документа (приказа), подтверждающего полномочия лица;
- комплект чертежей металлоконструкций резервуара марки КМД;
- ППР по строительству/ремонту;
- общий журнал работ;
- журнал входного контроля;
- журнал авторского надзора;
- журнал производства земляных работ;
- журнал полевого испытания грунтов;
- журнал забивки свай (при необходимости);
- журнал производства сварочных работ;
- журнал пооперационного контроля монтажно-сварочных работ;
- журнал антикоррозионной защиты конструкций резервуара;
- протоколы испытаний сварочно-технологических свойств сварочных материалов;
- протоколы качества, сертификаты, комплектовочные (отправочные) ведомости, технические паспорта, протоколы испытаний и другие документы, удостоверяющие качество, безопасность и свойства материалов, конструкций и изделий, примененных при производстве работ;
- документы по контролю качества сварных соединений со схемами расположения мест контроля и заключениями;
- копии удостоверений об аттестации (НАКС) сварщиков, выполнявших сварку, с указанием шифров-личных клейм (цифровых или буквенных знаков), присвоенных в установленном порядке по системе НАКС;
- акты геодезического контроля;
- акт освидетельствования геодезической разбивочной основы;
- акт разбивки осей резервуара на местности;
- исполнительные геодезические схемы;
- исполнительные схемы контрольных геодезических съемок, выполняемые строительным контролем подрядчика совместно со строительным контролем заказчика;
- исполнительные схемы и профили участков сетей инженерно-технического обеспечения;
- акт на приемку основания резервуара;
- акт на приемку фундамента резервуара;
- акт приемки металлоконструкций резервуара в монтаж;
- акт на скрытые работы по устройству основания, фундамента, изолирующего слоя, заземления, прокладке кабелей и других работ;
- схемы нивелирования фундамента, окрайки днища резервуара;
- акты контроля качества смонтированных конструкций резервуара;
- акт гидравлического испытания резервуара;
- акт испытания резервуара на внутреннее избыточное давление и вакуум;
- акт завершения монтажа (сборки) конструкций;
- акты испытаний трубопроводов, оборудования, устанавливаемого на резервуаре, устройств сигнализации, автоматизации, молниезащиты и ЭХЗ резервуара;
- документы об утверждении типа и первичной поверке резервуара, используемого для измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерения (акт о положительных результатах испытаний с целью утверждения типа и/или свидетельство об утверждении

типа с описанием типа, методика поверки, свидетельство о поверке и другие документы в соответствии с методикой поверки);

- схему и акт испытания заземления резервуара;
- документы, подтверждающие качество выполненных работ по антикоррозионной защите конструкций резервуара;
- акт испытания автоматических систем/установок пожаротушения и СВО (при необходимости);
- проверочный расчет объема защитного ограждения (обвалования) резервуара по результатам контрольного обмера с учетом строительных объемов конструкций внутри защитного ограждения (обвалования) с учетом требований ГОСТ Р 53324;
- акты приемки резервуара и оборудования после проведения КО;
- материалы проверок, проведенных в процессе строительства органами государственного и ведомственного надзора;
- акт сдачи-приемки приемочной комиссией законченного строительством резервуара.

6.6 В зависимости от назначения резервуара и установленного на нем оборудования перечень приемо-сдаточной документации на резервуар после строительства или ремонта, приведенный в 6.5, может быть дополнен.

6.7 Для РВС с понтоном или плавающей крышей дополнительно к документам, приведенным в 6.5, прилагают:

- акты испытания коробов стального понтона или плавающей крыши на герметичность после монтажа;
- акт на испытания поплавков алюминиевых понтонов;
- акты на испытания систем водоспуска;
- акт проверки заземления понтона или плавающей крыши;
- документы, удостоверяющие качество материалов, использованных для уплотняющего затвора;
- ведомость отклонений от вертикали направляющих понтона (плавающей крыши), патрубков направляющих и наружного борта понтона или плавающей крыши;
- технические документы на конструкцию уплотняющего затвора понтона (плавающей крыши).

7 Техническая эксплуатация

7.1 Порядок выполнения работ

7.1.1 Осмотр, ТО и ТР резервуаров проводят в соответствии с перечнем работ, приведенным в приложении В.

7.1.2 При осмотре резервуаров типа РВС/РВСП/РВСПК обращают внимание на:

- наличие утечек нефти/нефтепродуктов;
- образование трещин в сварных соединениях и основном металле;
- появление вмятин, хлопунов;
- состояние фланцевых соединений люков подключаемых трубопроводов и арматуры люков (прокладок, заглушек, крепежных элементов, наличие протечек нефти/нефтепродукта);
- состояние запорно-регулирующей арматуры, дыхательных, предохранительных и аварийных клапанов, вентиляционных патрубков, контрольно-измерительных приборов, противопожарного оборудования, молниезащиты и заземления;
- состояние отмостки, защитного ограждения (обвалования).

7.1.3 Визуальный осмотр поверхности понтона выполняют в верхнем его положении через световой (смотровой) люк в кровле резервуара. При осмотре проверяют наличие/отсутствие отпотин или нефти/нефтепродуктов на понтоне и в открытых коробах, исправность заземляющих кабелей понтона, уплотнительного затвора.

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

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

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

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

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

7.1.8 В резервуарах со стационарной крышей (без понтона) контролируют избыточное давление. Для резервуаров, находящихся в эксплуатации длительное время, допускается уменьшение избыточного рабочего и максимального давления и вакуума по сравнению со значениями, установленными ПД, до величин, определенных по результатам технического диагностирования резервуара.

7.1.9 ТР проводят в плановом порядке без зачистки резервуара по заранее разработанному графику.

7.1.10 На каждый РП разрабатывают инструкцию по эксплуатации и ТОР СПТ, СВО.

7.1.11 Отметки о выполнении работ по ТОР оборудования вносят в журналы, паспорта и формуляры оборудования и технические паспорта СПТ и СВО.

7.1.12 ТО оборудования СПТ подразделяют на ежедневное и периодическое.

7.1.13 Перечень параметров технического состояния оборудования, контролируемых при ежедневном осмотре, приводят в инструкции по эксплуатации и ТОР СПТ, СВО.

7.1.14 Перечень параметров технического состояния оборудования СПТ и СВО, контролируемых при ежедневном осмотре, приведен в таблице 1.

Таблица 1 — Перечень параметров технического состояния оборудования СПТ и СВО, контролируемых при ежедневном осмотре

Наименование оборудования СПТ и СВО	Параметр, контролируемый при ежедневном осмотре
Высоконапорный пеногенератор	Отсутствие наледи (в зимнее время) на воздушных клапанах
Коренная задвижка пенопровода системы пенного пожаротушения	Правильное рабочее положение (открыто). Герметичность — отсутствие подтеков нефти/нефтепродуктов. Наличие смазки штоков задвижек
Обратный клапан СПТ	Герметичность — отсутствие подтеков нефти/нефтепродуктов
Разрывная мембрана	Герметичность — отсутствие подтеков нефти/нефтепродуктов (отсутствие нефти/нефтепродуктов в сливном кране между обратным клапаном и разрывной мембраной). Наличие заглушек на патрубках узлов проверки герметичности мембраны
Узел промывки и испытаний СПТ и СВО	Герметичность — отсутствие подтеков нефти/нефтепродуктов. Положение задвижки — «закрыто». Наличие заглушек с болтовым соединением на патрубках узлов промывки СПТ
Растворопровод (при наружной прокладке), участок пенопровода от стенки резервуара до обратного клапана включительно	Состояние теплоизоляционного покрытия — при обходе визуальным осмотром проверяется целостность и отсутствие подтеков раствора пенообразователя
Камера низкократной пены	Отсутствие механических повреждений корпуса, состояние окраски. Отсутствие подтекания раствора
Пеногенератор	Отсутствие механических повреждений корпуса, сетки, состояние окраски. Отсутствие подтекания раствора
Дренаж линии подслойного СПТ в защитном ограждении (обваловании) резервуара	Закрытое положение дренажных кранов. Наличие заглушек с болтовым соединением на патрубках узлов слива конденсата СПТ

7.1.15 Результаты проведения ежедневного осмотра оборудования СПТ и СВО вносят в журнал результатов обхода объектов МТ.

7.2 Эксплуатационные документы

7.2.1 График ТОР РП на год составляет ответственный за эксплуатацию РП с разбивкой по месяцам на все резервуары и виды учтенного оборудования. Пример формы на отдельный вид оборудования (график технического обслуживания и ремонта дыхательных и предохранительных клапанов) приведен в приложении Г.

7.2.2 Для обеспечения безопасной эксплуатации резервуаров и РП объектов МТ ведут следующие эксплуатационные документы:

- технологическая карта эксплуатации резервуара для нефти/нефтепродуктов РП объектов МТ. Форма приведена в приложении Д;
- журнал учета установки заглушек, оформленный в соответствии с приложением Е;
- журнал обхода объектов МТ. Форма приведена в приложении Ж;
- журнал проведения работ по размыву и удалению донных отложений из резервуаров. Форма приведена в приложении И;
- технологическая карта по размыву донных отложений в резервуарах;
- график размыва донных отложений (при необходимости);
- журнал учета движения кассет ОП.

7.2.3 На каждый резервуар, находящийся в эксплуатации, необходимо иметь следующие эксплуатационные документы:

- паспорт резервуара с актами на замену оборудования (в зависимости от типа резервуара), оформленный в соответствии с приложением К. Паспорт резервуара ведут в бумажном виде и в электронной форме;
- паспорта/формуляры изготовителя на оборудование резервуара;
- приемо-сдаточная документация на резервуар и на проведение ремонта;
- градуировочная таблица на резервуар;
- акты измерения базовой высоты резервуара;
- схема нивелирования фундамента, окрайки и защитного ограждения резервуара типа РВС/РВСП/РВСПК;
- журнал текущего обслуживания и ремонта;
- инструкции по эксплуатации резервуара (с учетом типа) и оборудования резервуара;
- протоколы испытаний дыхательных и предохранительных клапанов;
- паспорт комплексного заземляющего устройства резервуара. Форма приведена в приложении Л.

7.2.4 В инструкцию по эксплуатации резервуара (с учетом типа резервуара) и оборудования резервуара включают:

а) технические характеристики резервуара;

б) перечень оборудования резервуара;

в) порядок ТО и ТР резервуара;

г) порядок подготовки резервуара, оборудования, РП к эксплуатации в осенне-зимний, весенне-летний (с учетом весеннего паводка) периоды года;

д) зоны ответственности эксплуатирующего персонала;

е) требования по охране труда и промышленной безопасности;

ж) требования по охране окружающей среды;

и) требования по пожарной безопасности при эксплуатации резервуаров и РП;

к) технологическую карту эксплуатации резервуаров РП объектов МТ;

л) выкопировку из генерального плана объекта МТ с нанесенными инженерными коммуникациями;

м) схему резервуара (план, разрез) с указанием установленного оборудования и подключаемых коммуникаций;

н) формы журналов:

1) учета установки и снятия заглушек;

2) осмотров, учета отказов и неисправностей механо-технологического оборудования;

3) учета движения кассет ОП;

4) наблюдения за осадкой и деформациями фундамента (основания).

7.2.5 Обход и осмотр резервуаров и РП осуществляют в соответствии с графиком и инструкциями, утвержденными главным инженером организации, эксплуатирующей резервуары, и оформляют записью в журнале осмотров резервуаров с отметкой об устранении недостатков не реже сроков, приведенных ниже:

- ежесменно — оперативный персонал объекта МТ;
- ежедневно — обслуживающий персонал в соответствии с должностными инструкциями;
- еженедельно — лицо, ответственное за эксплуатацию РП;
- ежемесячно — руководитель объекта МТ или лицо, его замещающее.

7.2.6 По результатам комплексных и целевых проверок объектов МТ, проводимых в соответствии с правилами [7], составляют акты с указанием в них выявленных недостатков. Акты хранят в составе эксплуатационных документов на резервуар.

7.2.7 Резервуары эксплуатируют в соответствии с технологической картой эксплуатации резервуаров (см. приложение Д).

7.2.8 Технологическую карту эксплуатации резервуаров разрабатывают на основе:

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

7.2.9 Технологическая карта эксплуатации резервуаров (см. приложение Д) содержит наиболее вероятные безопасные условия работы резервуаров.

7.2.10 В технологическую карту эксплуатации резервуаров включают:

- название организации, эксплуатирующей резервуары;
- тип резервуара;
- номер резервуара по технологической схеме;
- наименование (марку) хранимого продукта;
- температуру хранимого продукта (максимум и минимум, указываются проектные значения, при отсутствии принимаются значения предыдущего года);
- абсолютную отметку днища;
- базовую высоту резервуара;
- параметры резервуара (высота, диаметр, объем по строительному номиналу);
- данные об оборудовании резервуара (тип, количество, производительность дыхательных, предохранительных и аварийных клапанов, для РВСП — количество вентиляционных патрубков, тип СРДО и минимальный допустимый уровень при размыве, тип уровнемера, тип пробоотборника и количество точек отбора проб, тип ПРУ с указанием $H_{щПРУ}$ и/или $H_{щ.тр.сб}$, при наличии системы подогрева продукта с указанием $H_{макс.подогр.}$);
- диаметр, расстояние от днища до верхней образующей ПРП, количество ПРП;
- максимальную допустимую производительность заполнения/опорожнения резервуаров с учетом максимальной скорости движения понтона/плавающей крыши;
- конструкционную высоту стенки резервуара;
- номер технологической группы резервуаров;
- расчетную производительность заполнения/опорожнения резервуара;
- высоту верхнего и нижнего аварийного уровней взлива;
- объемы по верхнему и нижнему аварийным уровням взлива;
- объем аварийного запаса;
- полезный объем для товарных операций;
- товарный объем РП с учетом объема, выведенного из технологии.

При необходимости с учетом проектных технических решений по автоматизации РП технологические карты по эксплуатации резервуаров могут содержать дополнительную информацию, в том числе:

- высоту верхнего и нижнего допустимого уровней взлива;
- высоту верхнего и нижнего нормативного уровней взлива;

- объемы по верхнему и нижнему допустимым уровням взлива;
- объемы по верхнему и нижнему нормативным уровням взлива.

7.3 Режим эксплуатации резервуаров

7.3.1 Заполнение и опорожнение резервуара проводят в пределах параметров, приведенных в технологической карте, по следующим схемам:

- «через резервуар»;
- «с подключенным резервуаром».

При перекачке по схеме «через резервуар» нефть/нефтепродукт принимается поочередно в один или группу резервуаров НПС, подача на следующую НПС осуществляется из другого резервуара или группы резервуаров.

Схема перекачки «через резервуар» применяется:

- для учета перекачиваемой нефти/нефтепродукта при последовательной перекачке;
- для сохранения качества нефти/нефтепродукта;
- при хранении нефти/нефтепродуктов.

Схема перекачки «с подключенным резервуаром» применятся для компенсации неравномерности подачи нефти/нефтепродукта с предыдущей НПС и откачки на последующую НПС.

7.3.2 Запрещается прием газовоздушной смеси в резервуары с понтоном/плавающей крышей.

7.3.3 Максимальную производительность заполнения/опорожнения резервуара определяют на основании результатов гидравлических расчетов, выполненных по заданной производительности и вязкости транспортируемой нефти/нефтепродуктов, а также с учетом допустимых скоростей истечения и движения нефти/нефтепродуктов.

7.3.4 Для обеспечения электростатической безопасности допустимую скорость истечения и движения нефти/нефтепродукта по трубопроводу определяют в зависимости от объемного электрического сопротивления. Значение скорости истечения принимают с учетом максимальной допустимой скорости истечения и движения нефти/нефтепродукта, приведенной в таблице 2, или определяют расчетом.

Таблица 2 — Максимально допустимая скорость истечения и движения нефти/нефтепродукта

Удельное объемное электрическое сопротивление нефти/нефтепродукта, Ом·м	Допустимая скорость истечения и движения нефти/нефтепродукта, м/с
Не более 10^9	До 5
Более 10^9 при температуре вспышки паров 61 °С и выше	До 5
Более 10^9 при температуре вспышки паров ниже 61 °С	Определяют расчетом

На территории объекта МТ, в том числе на территории РП, максимально допустимая скорость движения нефти/нефтепродуктов в технологических трубопроводах составляет:

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

7.3.5 При заполнении порожнего резервуара нефть/нефтепродукты подают по технологическому трубопроводу со скоростью не более 1,0 м/с до момента заполнения резервуара выше верхней образующей ПРП или до всплытия понтона/плавающей крыши.

7.3.6 Максимальную производительность заполнения/опорожнения резервуара назначают в ПД меньше суммарной пропускной способности установленных на резервуаре дыхательных и предохранительных устройств (клапанов, вентиляционных патрубков, проемов) с учетом пропускной способности ОП соответствующего диаметра.

7.3.7 Производительность заполнения/опорожнения резервуаров с понтоном/плавающей крышей определяется расчетом и ограничивается скоростью перемещения понтона/плавающей крыши по ГОСТ 31385:

- для резервуаров объемом до 30000 $м^3$ включительно — не более 6,0 м/ч;
- для резервуаров объемом более 30000 $м^3$ — не более 4,0 м/ч.

Для резервуаров объемом до 700 $м^3$ включительно допускается снижение скорости перемещения понтона/плавающей крыши до 3,5 м/ч.

При нахождении понтона/плавающей крыши на стойках максимальная скорость повышения/понижения уровня нефти/нефтепродукта в резервуаре — не более 2,5 м/ч.

7.3.8 Заполнение резервуаров с плавающей крышей/понтоном условно делят на два периода:

- первый период — от начала заполнения или всплытия плавающей крыши/понтона. Заполнение проводят со скоростью не более 2,5 м/ч и с обеспечением скорости движения нефти/нефтепродуктов в ПРП не более 1 м/с;

- второй период — от всплытия плавающей крыши/понтона до достижения верхнего аварийного уровня. Производительность заполнения обеспечивают в соответствии с 7.3.7, с учетом 7.3.6.

7.3.9 Опорожнение резервуаров с плавающей крышей/понтоном условно делят на два периода:

- первый период — от начала опорожнения до посадки плавающей крыши/понтона на опоры. Опорожнение резервуара проводят со скоростью опускания плавающей крыши/понтона, предусмотренной ПД;

- второй период — от посадки плавающей крыши/понтона на опоры до минимально допустимого остатка в резервуаре. Производительность опорожнения во втором периоде — не более суммарной пропускной способности ОП, установленных на направляющих стойках резервуаров с понтонами/плавающими крышами, и предохранительных клапанов, установленных на понтонах/плавающих крышах во избежание смятия плавающей крыши/понтона.

В нормальном режиме эксплуатацию резервуара осуществляют во время второго периода заполнения и первого периода опорожнения.

Работы по переводу опорных стоек понтона с переменной высотой из эксплуатационного положения в ремонтное и обратно с заходом персонала внутрь резервуара выполняются в соответствии с инструкцией по эксплуатации резервуара по наряду-допуску на газоопасные работы с применением СИЗ.

7.3.10 При приеме нефти/нефтепродуктов последовательно в несколько резервуаров проверяют техническое состояние резервуаров и трубопроводов в следующем порядке:

- открывают задвижку у резервуара, в который будет приниматься нефть/нефтепродукт;

- убеждаются в поступлении нефти/нефтепродукта;

- закрывают задвижку резервуара, в который принималась нефть/нефтепродукт.

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

7.3.11 В резервуарах для нефти/нефтепродуктов со стационарной крышей значения давления и вакуума (если не установлены другие ограничения в ПД или по результатам технического диагностирования) поддерживают согласно ГОСТ 31385:

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

- предохранительные клапаны регулируют на давление не более 2,4 кПа (240 мм вод. ст.) и вакуум — не более 0,3 кПа (30 мм вод. ст.);

- общую производительность предохранительных клапанов, установленных на резервуаре, принимают равной или более общей производительности дыхательных клапанов;

- значение давления срабатывания аварийных клапанов P_a, кПа, устанавливают исходя из условия $1{,}2\ p < P_a \le 1{,}5\ p$ (где p — нормативное значение внутреннего давления в резервуаре, кПа).

В резервуарах с понтоном/плавающей крышей при наличии вентиляционных патрубков с установленными ОП давление и вакуум — не более 0,2 кПа (20 мм вод. ст.).

7.3.12 При проектировании и эксплуатации резервуаров, оборудованных автоматическими установками газового пожаротушения с использованием жидкой углекислоты, учитывают, что в случае их срабатывания в паровоздушном пространстве резервуара резко понижается температура до отрицательных значений, образуется вакуум, превышающий нормативное значение, с последующим испарением углекислоты с резким ростом избыточного давления, превышающим установочное давление срабатывания аварийных клапанов.

7.3.13 Для предотвращения разрушения резервуаров, оборудованных установками газового пожаротушения с использованием жидкой углекислоты, предусматривают:

- на резервуаре типа РВС — установку аварийных клапанов, предназначенных для интенсивного сброса как избыточного внутреннего давления, так и вакуума. Количество и конструкцию аварийных клапанов определяют в ПД;

- на резервуаре типа РВСП — увеличение суммарной площади вентиляционных проемов или патрубков.

7.3.14 Верхний аварийный уровень нефти/нефтепродуктов при заполнении резервуаров, находящихся в длительной эксплуатации и имеющих коррозионный износ и/или другие дефекты несущих элементов стенки, устанавливают по результатам технического диагностирования резервуара.

7.3.15 Расчетный нижний допустимый уровень в резервуаре расположен выше нижнего аварийного уровня на величину, необходимую для устойчивой работы откачивающих агрегатов в течение времени передачи соответствующих распоряжений по остановке откачивающих агрегатов и отключения резервуаров.

7.3.16 Нижний аварийный уровень нефти/нефтепродуктов в резервуаре с понтоном/плавающей крышей устанавливают исходя из условия нахождения понтона/плавающей крыши на плаву с обеспечением расстояния между днищем резервуара и стойками понтона/плавающей крыши не менее 100 мм.

7.3.17 В резервуарах, работающих в режиме «с подключенным резервуаром», устанавливают технологический уровень. При создании запаса нефти/нефтепродуктов для обеспечения независимой работы НПС в течение заданного времени используют часть объема/резервуаров РП, остальную часть нефти/нефтепродуктов откачивают из резервуаров до минимально допустимого уровня.

7.3.18 Верхние нормативные уровни в резервуарах, работающих в режиме «с подключенным резервуаром», при отсутствии в составе РП резервуаров аварийного сброса определяют исходя из условия обеспечения запаса свободной емкости для сброса нефти/нефтепродуктов. Объем резервуаров аварийного сброса для обеспечения приема нефти/нефтепродуктов на НПС с РП назначается из расчета максимального поступления за 1 ч.

При оснащении технологического участка МТ СА, реализующей функции автоматической остановки технологического участка МТ, допускается уменьшение объема аварийного сброса с обеспечением 20-минутного сброса нефти/нефтепродуктов в резервуары аварийного сброса с учетом времени закрытия задвижки на входе НПС с РП.

7.3.19 При невозможности создания объема для аварийного сброса нефти/нефтепродуктов в соответствии с 7.3.18 определяют возможный объем аварийного сброса на данной НПС с РП и время, необходимое для заполнения этого объема нефтью/нефтепродуктом. Полученные значения используют при составлении технологической карты РП.

7.3.20 При резервировании «свободной емкости» в части резервуаров остальные резервуары РП допускается заполнять до верхнего аварийного уровня.

7.4 Метрологическое обеспечение

7.4.1 Резервуары, применяемые в сфере государственного регулирования обеспечения единства средств измерения, должны быть утвержденных типов, сведения о которых внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений, поверены в соответствии с порядком [8]. Результаты измерений должны быть представлены в единицах, допущенных к применению в Российской Федерации. Для измерения объема/массы нефти/нефтепродуктов применяют методику измерений, аттестованную в установленном порядке.

На резервуар оформляют следующие документы:

- свидетельство об утверждении типа с описанием типа;
- методику поверки;
- свидетельство о поверке резервуаров и другие документы в соответствии с методикой поверки;
- акты измерений базовых высот резервуаров.

7.4.2 Для резервуара, применяемого вне сферы государственного регулирования обеспечения единства измерения, перед выполнением работ по поверке/калибровке резервуара организация, эксплуатирующая резервуар, издает приказ о назначении комиссии по поверке/калибровке резервуара с указанием сроков выполнения работ.

7.4.3 Основанием для проведения работ по поверке/калибровке резервуара являются:

- ввод резервуара в эксплуатацию после строительства;
- ввод резервуара в эксплуатацию после ремонта;
- истечение срока действия свидетельства о поверке, сертификата калибровки;
- внесение в резервуар конструктивных изменений, влияющих на его вместимость и результаты очередного полного технического диагностирования;
- изменение номенклатуры внутреннего оборудования резервуара;
- изменение габаритов или места установки оборудования резервуара, влияющего на вместимость.

7.4.4 Поверку/калибровку осуществляют в соответствии с методикой поверки/методикой калибровки.

7.4.5 Измерение базовой высоты резервуара выполняют ежегодно.

7.4.6 Результаты измерений базовой высоты резервуара оформляют актом, который прилагают к свидетельству о поверке, сертификату калибровки. Значение базовой высоты резервуара указывают на информационной табличке, закрепленной на резервуаре рядом с замерным люком.

7.5 Техническое обслуживание и текущий ремонт оборудования, установленного на резервуарах, резервуаров и резервуарных парков

7.5.1 Требования к персоналу

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

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

7.5.1.2 Обязанности, порядок безопасного производства работ и ответственность персонала определяют в производственных (должностных) инструкциях, разработанных в установленном порядке.

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

7.5.2 Организация технического обслуживания и текущего ремонта резервуаров и резервуарных парков

7.5.2.1 Для поддержания РП и отдельных резервуаров в работоспособном состоянии в период между капитальными ремонтами проводят их своевременное ТО и ТР.

ТО и ТР резервуаров и других составных частей РП осуществляют силами и средствами участков и служб объектов МТ.

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

7.5.2.3 ТО проводят в соответствии с инструкциями по эксплуатации резервуаров, технологическими картами ТОР оборудования, систем, разработанными с учетом требований и рекомендаций изготовителей, нормативных документов.

7.5.2.4 Сведения о проведении ТО и ТОР лицо, ответственное за эксплуатацию РП, заносит в паспорт, оформленный в соответствии с приложением К.

7.5.2.5 ТОР резервуаров и оборудования осуществляют в соответствии с технологическими картами ТОР, разработанными на основании документов изготовителей конкретного оборудования.

7.5.2.6 Периодичность ТО резервуаров и оборудования резервуаров определяют в соответствии с утвержденными графиками ТОР на год, с разбивкой по месяцам.

7.5.2.7 ТР проводят с целью поддержания технико-эксплуатационных характеристик, выполняют без освобождения резервуаров от нефти/нефтепродуктов. ТР РП в целом или отдельных его резервуаров осуществляют по мере необходимости по результатам осмотра РП.

7.5.2.8 С целью обеспечения проведения внеплановых ремонтов оборудования по результатам контроля технического состояния, устранения отказов на объектах РП и проведения плановых работ при отсутствии поставки формируют необходимый запас материально-технических ресурсов (технологический резерв). В состав технологического резерва входят оборудование, запасные части и материалы.

7.5.3 Обслуживание задвижек, трубопроводов обвязки резервуаров

7.5.3.1 ТО задвижек, трубопроводов обвязки резервуаров, находящихся внутри защитного ограждения (обвалования), и коренных задвижек проводят в составе обслуживания оборудования объектов МТ в соответствии с картами ТО.

7.5.3.2 Все патрубки на стенке резервуара, воздухоотводчик и дренажные отводы на технологических трубопроводах и трубопроводах СПТ, находящиеся в пределах защитного ограждения, через которые при открытии запорной арматуры возможен выход нефти/нефтепродукта, оборудуют плоскими заглушками с разъемными соединениями, за исключением сифонных кранов на всех типах резервуаров и задвижек систем водоспусков на резервуарах типа РВСПК.

7.5.3.3 Места установки манометров на технологических трубопроводах и трубопроводах СПТ, находящихся внутри защитного ограждения и содержащих нефть/нефтепродукты, необходимо заглушить резьбовыми заглушками.

7.5.4 Обслуживание средств измерения уровня и устройств отбора проб нефти/нефтепродуктов

7.5.4.1 Обслуживание СИ уровня и устройств отбора проб, установленных на резервуаре, выполняют в соответствии с технологическими картами ТОР или руководством по эксплуатации на СИ и оборудование.

7.5.4.2 О результатах контроля технического состояния делают запись в журнале текущего обслуживания резервуара.

7.5.4.3 Конструкция используемых СИ уровня и отбора проб предусматривает возможность проверки их работоспособности без демонтажа и освобождения резервуара от нефти/нефтепродуктов.

7.5.4.4 На резервуары устанавливают СИ утвержденного типа, сведения о которых внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений и поверены в соответствии с порядком [8].

7.5.4.5 В целях обеспечения нормальной работы СИ резервуары систематически очищают от пирофорных отложений, высоковязких остатков, минеральных загрязнений, ржавчины, воды.

7.5.4.6 При отборе проб не допускается разлив нефти/нефтепродуктов. При разливе нефть/нефтепродукты удаляют с применением ветоши. Запрещается оставлять на крыше резервуара ветошь, паклю, посторонние предметы.

7.6 Особенности эксплуатации оборудования и резервуаров в осенне-зимний и весенне-летний периоды

7.6.1 При подготовке резервуаров к работе в осенне-зимний период:

- проверяют состояние и при необходимости очищают от мусора защитные сетки систем водоспусков и аварийных водоспусков плавающих крыш резервуаров типа РВСПК;
- удаляют подтоварную воду из резервуаров;
- сифонные краны промывают нефтью/нефтепродуктом, поворачивают в нерабочее положение и утепляют;
- задвижку зачистного патрубка промывают нефтью/нефтепродуктом и утепляют при необходимости;
- выполняют подготовку трубопроводов и оборудования СПТ и СВО в соответствии с инструкцией по обслуживанию;
- проверяют плотность прилегания тарелок клапанов к седлам и подготавливают дыхательную и предохранительную арматуру;
- проверяют состояние предохранительных клапанов на плавающих крышах резервуаров типа РВСПК;
- кассеты ОП демонтируют при наступлении устойчивой минусовой среднесуточной температуры воздуха;
- утепляют запорную арматуру водоспускных устройств;
- проверяют уровнемеры и стационарные пробоотборники и при необходимости утепляют, если утепление не предусмотрено ПД;
- пробоотборник промывают нефтью/нефтепродуктом во избежание скопления воды и при необходимости утепляют;
- очищают измерительную трубу радарного уровнемера от отложений парафина на резервуарах для нефти (при необходимости).

7.6.2 Предохранительные гидравлические клапаны на стационарных крышах резервуаров на зиму заливают незамерзающей жидкостью.

7.6.3 Проверяют устойчивость и исправность лестниц, поручней, ограждений площадок на крыше резервуара.

7.6.4 При подготовке канализационной сети к осенне-зимнему периоду проводят ревизию сбросовых коллекторов, запорной арматуры, оборудования, задвижек, колодцев.

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

7.6.6 При подготовке к весенне-летнему периоду РП и отдельно стоящие резервуары, расположенные в зоне возможного затопления во время паводка, подготавливают заблаговременно, защитные ограждения (обвалования) восстанавливают и при необходимости наращивают.

7.6.7 При подготовке к весенне-летнему периоду на резервуарах выполняют ревизию дыхательных и предохранительных клапанов. Кассеты ОП устанавливают при наступлении устойчивой положительной среднесуточной температуры воздуха.

7.7 Особенности эксплуатации резервуаров с высокосернистой нефтью

7.7.1 При хранении в резервуарах высокосернистой нефти класса 3 или 4 по ГОСТ Р 51858 учитывают возможность выделения сероводорода, образования и накопления пирофорных отложений, способных к самовозгоранию при невысоких температурах.

7.7.2 Периодические осмотры, техническое диагностирование и ремонт резервуаров с высокосернистой нефтью выполняют по отдельному графику.

7.7.3 Уровень высокосернистой нефти в резервуарах контролируют контрольно-измерительными приборами. Допускается ручной отбор проб высокосернистой нефти и измерение уровня в целях коммерческого учета и определения качества высокосернистой нефти в соответствии с инструкцией по учету и контролю качества нефтепродуктов, утвержденной эксплуатирующей организацией.

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

7.7.5 Пропарку резервуаров типа РВС/РВСП/РВСПК проводят при закрытых люках на первом поясе резервуара, а конденсат дренируют в систему канализации.

После окончания работы необходимо взять пробу воздуха для анализа на содержание в нем опасных концентраций нефтяных паров и газов. Проба из резервуаров типа РВС/РВСП/РВСПК отбирается через люк в первом поясе.

7.7.6 При проведении работ по зачистке резервуаров с высокосернистой нефтью для обеспечения безопасности очищаемую поверхность и продукты зачистки содержат во влажном состоянии в соответствии с ППР на зачистку.

7.8 Особенности эксплуатации резервуаров для хранения авиатоплива

7.8.1 Резервуары для хранения авиатоплива обеспечивают:

- сохранение качества авиатоплива;
- выдачу авиатоплива в трубопроводы и коллекторы пунктов налива через ПУВ;
- послойный отбор проб в процессе хранения авиатоплива;
- дренирование подтоварной воды и механических примесей.

7.8.2 Резервуары для хранения авиатоплива при использовании их в качестве расходных оборудуют ПУВ, обеспечивающими забор с высоты от 0,5 до 0,6 м от зеркала авиатоплива, и пробоотборниками. ПУВ оснащают приборами контроля их положения внутри резервуара.

7.8.3 Резервуары для хранения авиатоплива с ПУВ оборудуют входным патрубком, установленным в диаметральном направлении, и выходным патрубком, установленным по хорде, параллельной входному патрубку. Расстояние между параллельно размещенными входным и выходным патрубками указывают в ПД и РД на ПУВ.

7.8.4 Для вновь строящихся резервуаров для хранения авиатоплива с целью обеспечения полного слива подтоварной воды и удаления механических примесей рекомендуется устанавливать уклон днища к центру не менее 1:30. В центре днища резервуара предусматривают отстойник вместимостью не менее 0,01 % от вместимости резервуара с возможностью полного опорожнения через дренажную систему.

7.8.5 В составе материалов деталей и узлов резервуарного оборудования и АКП, имеющих непосредственный контакт с авиатопливом и противоводокристаллизационной жидкостью, не допускается наличие меди, цинка, кадмия, кобальта, ванадия и их сплавов.

7.9 Особенность эксплуатация резервуаров с системой обогрева

7.9.1 Для транспортировки высоковязких и застывающих нефтей/нефтепродуктов используют резервуары, имеющие теплоизоляционное покрытие и оборудованные устройствами подогрева, которые обеспечивают сохранение качества нефти/нефтепродукта и пожарную безопасность. Выбор способа

подогрева и теплоносителя обосновывают в ПД в зависимости от физико-химических свойств нефти/нефтепродукта, климатических условий и типа резервуара.

7.9.2 Резервуары с системой обогрева оборудуют теплоизоляционным покрытием стенки (для типов РВС, РВСП, РВСПК) и крыши (для типа РВС) с применением теплоизолирующих материалов (минеральная вата, пеностекло и др.). Необходимость использования теплоизоляции определяют в ПД. Расчетную толщину теплоизолирующего слоя назначают по теплотехническому расчету и указывают в ПД.

7.9.3 За расчетную температуру окружающего воздуха принимают среднюю температуру наиболее холодной пятидневки.

7.9.4 В состав теплоизоляционного покрытия входят следующие элементы:

- теплоизоляционный слой;
- покрывной слой;
- элементы крепления.

7.9.5 Для покрывного слоя теплоизоляции резервуаров применяют негорючий материал по ГОСТ 30244.

7.9.6 Для оборудования, трубопроводов, запорной арматуры и фланцевых соединений, расположенных в рабочей или обслуживаемой зоне, предусматривают тепловую изоляцию, обеспечивающую температуру на поверхности теплоизоляционной конструкции не более 45 °С.

7.9.7 Оптимальную температуру и продолжительность подогрева нефти/нефтепродукта выбирают исходя из требований технологических процессов.

7.9.8 Температуру подогрева нефти/нефтепродуктов в резервуарах обеспечивают ниже температуры вспышки паров нефти/нефтепродуктов в закрытом тигле не менее чем на 15 °С, но не выше 90 °С. Температуру подогреваемой нефти/нефтепродукта постоянно контролируют с регистрацией и документированием в установленном порядке.

7.9.9 Подогрев высоковязких и застывающих нефтей/нефтепродуктов и/или поддержание оптимальной температуры для создания необходимых условий для транспортировки нефти/нефтепродукта, экономного расходования пара и электроэнергии обеспечивают применением пунктов подогрева нефти/нефтепродукта и подогревателей, устанавливаемых непосредственно в резервуарах.

7.9.10 Конструкции подогревателей различают в зависимости от назначения и принципа действия.

7.9.11 В основном применяются подогреватели следующих типов:

- стационарные и переносные;
- общие и местные;
- кожухотрубчатые и трубчатые;
- масляные, паровые, водяные и электрические.

7.9.12 Стационарные трубчатые подогреватели изготавливают различных конструкций (секционные, змеевиковые, кольцевые прямоточные). В зависимости от расположения их подразделяют на общие и местные.

7.9.13 Кожухотрубчатые подогреватели применяют на пунктах подогрева нефти/нефтепродукта, трубчатые подогреватели стационарно устанавливают на днище резервуара.

7.9.14 Трубчатые подогреватели изготавливают из стальных бесшовных труб с обеспечением простоты монтажа и ремонта. Конструктивные размеры (поверхность теплообмена, длина, диаметр и количество труб, уклоны) элементов подогревателя определяют в ПД.

7.9.15 Конструкция подогревателей обеспечивает возможность пропарки/промывки внутренней полости подогревателей при проведении сезонных работ по ТО.

7.9.16 В резервуарах, оборудованных трубчатыми подогревателями, не допускается подогрев нефти/нефтепродуктов при уровне над подогревателями менее 500 мм.

7.9.17 Переносные паровые и электрические подогреватели применяют для местного разогрева нефти/нефтепродукта в резервуаре.

7.9.18 Переносные паровые змеевики и переносные электрические подогреватели включают только после их погружения в нефть/нефтепродукт на глубину не менее 500 мм от уровня верхней точки подогревателя. Прекращение подачи пара и отключение электроэнергии должно быть осуществлено до начала откачки нефти/нефтепродукта.

7.9.19 При использовании электроподогрева применяют электроподогреватели во взрывозащищенном исполнении.

7.9.20 При проведении подогрева нефти/нефтепродуктов с температурой вспышки паров ниже 61 °С применение электроподогрева не допускается.

7.9.21 На трубопроводах пара и горячей воды, как правило, предусматривают стальную запорную и регулирующую арматуру. Если применяют чугунную арматуру на трубопроводах пара и горячей воды, то место ее расположения определяют исходя из условия отсутствия напряжений изгиба в трубопроводе.

7.9.22 Место установки запорной и регулирующей арматуры определяют в ПД.

7.9.23 Применять запорную арматуру в качестве регулирующей не допускается.

7.9.24 В качестве теплоносителя на пунктах подогрева нефти/нефтепродуктов и РП объектов МТ допускается использовать:

- термальное масло с рабочей температурой от 120 °С до 350 °С и температурой застывания не выше температуры наиболее холодной пятидневки (обеспеченностью 0,92) района эксплуатации в соответствии с СП 131.13330.2018;
- пар давлением от 0,3 до 0,9 МПа и температурой от 130 °С до 140 °С;
- воду и специальные водные растворы с рабочей температурой от 95 °С до 115 °С.

7.9.25 При эксплуатации резервуаров с водяными и паровыми подогревателями применяют воду, подготовленную с учетом [9] и [10].

7.9.26 Технологию подготовки воды выбирают в зависимости от качества исходной воды.

7.9.27 При пуске пара в трубчатые пароподогреватели резервуаров все трубки для выпуска конденсата предварительно открывают.

7.9.28 Во избежание гидравлических ударов перед пуском пара в пароподогреватели их освобождают от воды (конденсата). Пуск пара осуществляют путем постепенного и плавного открытия запорной арматуры.

7.9.29 С целью контроля за герметичностью пароподогревателей и предотвращения обводнения нефти/нефтепродукта необходимо постоянно наблюдать за отсутствием нефти/нефтепродукта в вытекающем конденсате.

7.9.30 Эксплуатация трубопроводов пара, горячей воды и запорной арматуры для подключения подогревателей — в соответствии с [9].

7.9.31 Для отогрева трубопроводов и запорной арматуры применяют только пар, горячую воду или нагретый песок, а также электроподогрев оборудованием во взрывозащищенном исполнении. Применение открытого огня не допускается.

7.9.32 При обслуживании подогревателей в резервуарах с подогревом нефти/нефтепродукта:

а) проверяют исправность и герметичность трубчатых подогревателей (обнаруженные при осмотре повреждения конструкции подогревателей необходимо немедленно устранить);

б) следят за исправностью средств электроподогрева в соответствии с инструкцией изготовителя.

Во время подготовки к эксплуатации в осенне-зимний период ежегодно выполняют:

- контроль наличия нефти/нефтепродуктов в пробе теплоносителя на выходе из подогревателя;
- пропарку/промывку внутренней полости подогревателей;
- гидравлические испытания на прочность и герметичность;
- проверку обтяжки фланцевых и резьбовых соединений трубопроводов пара и горячей воды;
- проверку исправности и сроков поверки приборов измерения давления и температуры;
- контроль и при необходимости восстановление теплоизоляционного покрытия наружных трубопроводов.

7.9.33 Техническое диагностирование подогревателей выполняют одновременно с частичным или полным техническим диагностированием резервуара в следующем объеме:

а) при частичном техническом диагностировании:

- проведение УЗТ в доступных местах вне резервуара;
- проведение гидравлических испытаний на прочность и герметичность;

б) при полном техническом диагностировании:

- проведение осмотра и визуально-измерительный контроль 100 % конструкции подогревателей по [11];
- проведение гидравлических/пневматических испытаний на прочность и герметичность в соответствии со СП 74.13330.2011;
- проведение ультразвукового контроля кольцевых сварных швов;
- проведение УЗТ путем выполнения замеров в четырех точках сечения трубы через 900 с периодичностью 3 м по длине, но не менее одного места проведения УЗТ на каждом элементе подогревателя, в том числе мест поворота и мест изменения диаметра.

7.9.34 Если вводят в эксплуатацию подогреватели и подводящие трубопроводы пара и горячей воды, находившиеся в консервации более 24 мес, проводят внеочередное полное техническое диагностирование подогревателей и подводящих трубопроводов.

7.10 Предотвращение накопления донных отложений

7.10.1 Резервуары оборудуют СРДО и стационарными размывающими системами в следующих целях:

- предотвращение накопления в резервуаре донных отложений и их удаления;
- предотвращение скопления и удаления подтоварной воды;
- обеспечение качества перекачиваемой нефти по ГОСТ Р 51858.

7.10.2 Эксплуатацию СРДО и стационарных размывающих систем осуществляют в соответствии с ТД изготовителя (инструкциями по безопасной эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту).

7.10.3 Размыв и удаление донных отложений из резервуара выполняют в соответствии с ежемесячными графиками размыва.

7.10.4 Все работы по размыву донных отложений — включение системы размыва в работу, измерения уровня донных отложений до, в процессе и после размыва (контроль за ходом размыва, качеством откачиваемой нефти/нефтепродуктов в смеси с размытыми донными отложениями) — выполняют в соответствии с инструкцией по размыву донных отложений. Все операции по подготовке и размыву донных отложений выполняют в соответствии с технологической картой по размыву донных отложений в резервуарах. После окончания размыва донных отложений нефть откачивают из резервуара до нижнего аварийного (нормативного) уровня взлива.

7.10.5 Результаты измерений высоты донных отложений заносят в журнал проведения работ по размыву и удалению донных отложений из резервуаров. Форма журнала приведена в приложении И.

7.11 Дренирование подтоварной воды

7.11.1 На объектах МТ, оснащенных очистными сооружениями или имеющих возможность очистки сточных вод, подтоварную воду, образующуюся в резервуаре при отстое нефти/нефтепродуктов, периодически отводят в производственную канализацию.

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

7.11.3 Подтоварную воду из резервуаров типа РВС/РВСП/РВСПК удаляют через сифонный кран.

Сифонный кран осматривают при каждом дренировании подтоварной воды. При осмотре проверяют отсутствие утечки в сальниках крана, проверяют плавность вращения сифонного крана. В нерабочем состоянии приемный отвод устанавливают в горизонтальном положении. Отметки на корпусе сальника, соответствующие трем положениям отвода — рабочее (Р), промывка (П) и нерабочее (Н) — дублируют на стенке резервуара возле сифонного крана.

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

7.11.5 Измерение уровня подтоварной воды проводят в соответствии с [12], [13].

7.11.6 Дренирование подтоварной воды из резервуара, используемого под продукты зачистки в качестве емкости-отстойника, выполняет персонал, эксплуатирующий РП.

7.12 Контроль за осадкой фундамента резервуаров, трубопроводов и оборудования

7.12.1 Для обеспечения надежной работы резервуаров в процессе эксплуатации осуществляют контроль за осадкой и деформацией фундамента (основания) резервуаров, трубопроводов и оборудования.

7.12.2 Контроль за осадкой и деформациями фундамента (основания) резервуара осуществляют приведением нивелирования фундамента резервуара по закрепленным на фундаменте деформационным маркам, привязанным к реперу (в Балтийской системе высот).

7.12.3 При отсутствии деформационных марок контроль за осадкой и деформациями фундамента (основания) выполняют при нивелировании окрайки (наружного контура днища) резервуара при его эксплуатации.

7.12.4 В первые 5 лет эксплуатации резервуара контроль за осадкой и деформациями фундамента (основания), окрайки днища по наружному периметру резервуара выполняют в абсолютных отметках

ежегодно. В последующие годы систематически выполняют контрольное нивелирование одновременно с техническим диагностированием.

7.12.5 Нивелирование окрайки днищ резервуаров проводят через 6 м по точкам, совпадающим с вертикальными швами нижнего пояса резервуара, если листы нижнего пояса имеют длину 6 м. Если длина листов превышает 6 м, то нивелирование проводят по вертикальным сварным соединениям и в середине (центре) листа.

Предельно допустимые отклонения разности высотных отметок фундамента резервуара приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 — Предельно допустимые отклонения разности высотных отметок фундамента для РВС, РВСП и РВСПК полистовой сборки

Наименование параметра	Предельно допустимые отклонения, мм, в зависимости от диаметра резервуара		
	До 12 м	Св. 12 м до 25 м	Св. 25 м
При пустом резервуаре			
Разность высотных отметок соседних точек на расстоянии 6 м по периметру	10	15	15
Разность высотных отметок любых других точек	20	25	30
При заполненном резервуаре			
Разность высотных отметок соседних точек на расстоянии 6 м по периметру	20	25	30
Разность высотных отметок любых других точек	30	35	40

Таблица 4 — Предельно допустимые отклонения разности высотных отметок фундамента для РВС, РВСП и РВСПК рулонной сборки

Наименование параметра	Предельно допустимые отклонения, мм, в зависимости от объема резервуара			
	До 1000 м^3 включ.	От 2000 до 5000 м^3	От 10 000 до 20 000 м^3	От 30 000 до 50 000 м^3
При пустом резервуаре				
Разность высотных отметок соседних точек на расстоянии 6 м по периметру	15	15	20	30
Разность высотных отметок любых других точек	40	45	50	60
При заполненном резервуаре				
Разность высотных отметок соседних точек на расстоянии 6 м по периметру	30	35	40	50
Разность высотных отметок любых других точек	60	75	80	100

Допустимую общую осадку и крен фундамента резервуара указывают в ПД с учетом наличия/отсутствия систем СКНР.

Предельно допустимые отклонения разности высотных отметок для эксплуатируемых РВС, РВСП и РВСПК могут быть увеличены (см. таблицы 3 и 4) в следующих случаях:

- при сроке эксплуатации более 5 лет — в 1,3 раза;
- при сроке эксплуатации более 20 лет — в 2 раза.

7.12.6 При выявлении отклонений высотных отметок фундамента и окрайки днища резервуара, превышающих значения, приведенные в 7.12.5, определение срока и условий дальнейшей безопасной эксплуатации резервуара выполняет экспертная организация.

7.12.7 При выполнении нивелирования окрайки днищ резервуара в процессе эксплуатации обеспечивают близкие по значению уровни взлива нефти/нефтепродуктов в резервуаре тем, которые были в момент предыдущего контроля.

7.12.8 При нивелировании фундамента (основания) резервуара и окрайки днища выполняют нивелирование фундаментов:

- лестницы (при наличии);
- опор и стоек СКНР;
- запорной арматуры;
- опор наружных технологических трубопроводов, с контролем планово-высотного положения технологических трубопроводов.

7.12.9 Значения допустимых отклонений планово-высотного положения фундаментов опор и стоек СКНР, фундаментов под запорную арматуру, фундаментов опор наружных технологических трубопроводов и так далее принимают в соответствии с СП 70.13330.2012, СП 22.13330.2016 и документацией на монтаж и эксплуатацию оборудования.

7.13 Содержание территории

7.13.1 Защитное ограждение резервуаров — по ГОСТ Р 53324.

7.13.2 При необходимости заезда внутрь защитного ограждения технических средств при проведении ремонта/технического диагностирования устраивают проезды через защитное ограждение путем подсыпки грунта для транспортирования тяжелого оборудования или материалов к резервуарам типа РВС/РВСП/РВСПК в соответствии с ППР.

7.13.3 Котлованы и траншеи, вырытые при ремонте/техническом диагностировании, засыпают с послойным трамбованием по окончании работ. Такие котлованы или траншеи ограждают и в ночное время освещают. По завершении земляных работ на территории, ограниченной защитным ограждением, при наличии противофильтрационного экрана (глиняного замка, пленки) восстанавливают его герметичность.

7.13.4 Места разлива нефти/нефтепродуктов немедленно зачищают путем снятия слоя земли (грунта) толщиной, превышающей не менее чем на 2 см глубину проникновения в грунт нефти/нефтепродуктов. Выбранный грунт удаляют в специально отведенное место, а образовавшуюся выемку засыпают замещающим грунтом, песком или щебнем.

7.13.5 Территорию РП планируют и своевременно очищают от мусора, сухой травы и листьев. В весенне-летний период траву вывозят в сыром виде с территории РП. В осенне-зимний период необходимо своевременно очищать от снега уторный шов, колодцы, дорожки, подходы к оборудованию и пожарные проезды на территории РП. На территории производственных объектов для озеленения запрещается применять деревья и кустарники хвойных пород, а также растений, выделяющие при цветении и созревании семян хлопья, волокнистые вещества и опушенные семена.

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

7.13.7 Величина слоя воды в гидравлическом затворе — не менее 0,25 м. Исправность гидрозатворов и уровень воды в них проверяют не реже 1 раза в 1 месяц с оформлением акта, составленного в произвольной форме, с указанием названия объекта МТ, даты проверки, состава бригады, технологического номера колодца с гидрозатвором, результатов контроля наличия воды и величины гидрозатвора.

7.13.8 За пределами защитного ограждения резервуара после дождеприемного колодца с хлопушкой рекомендуется установка колодца и запорной арматуры с электроприводом, предусматривающим автоматическое закрытие задвижки, дистанционное управление задвижкой из операторной объекта МТ, ручное управление задвижкой по месту. Автоматическое закрытие задвижки выполняется по сигналу контрольного прибора обнаружения наличия нефти/нефтепродуктов, установленного в дождеприемном колодце с хлопушкой в защитном ограждении (обваловании) резервуара.

Нормальное положение задвижки — закрытое.

7.13.9 Осмотр производственной канализации осуществляют не реже 1 раза в 1 месяц. При осмотре проверяют внешнее состояние устройств и сооружений трасс канализации и колодцев.

7.13.10 Для сохранения пропускной способности канализационных сетей РП их очищают не реже 1 раза в 1 год.

7.13.11 При подготовке к эксплуатации в осенне-зимний период утепляют крышки канализационных и дренажных колодцев, находящихся в границах защитного ограждения.

8 Техническое диагностирование

8.1 При техническом диагностировании выполняют комплекс работ, включающих подготовку, натурное обследование элементов конструкции, оценку технического состояния и составление технического заключения о возможности дальнейшей эксплуатации резервуара.

8.2 Техническое диагностирование резервуаров включает в себя:

- частичное техническое диагностирование;
- полное техническое диагностирование.

8.3 Работы по частичному и полному техническому диагностированию резервуаров выполняют в соответствии с руководством по безопасности [14].

8.4 Периодичность проведения технического диагностирования резервуаров — по ГОСТ 31385.

8.5 Работы по техническому диагностированию резервуаров проводят в соответствии с утвержденным планом выполнения работ по техническому диагностированию резервуаров.

9 Вывод из эксплуатации

9.1 Резервуары выводят из эксплуатации в соответствии с утвержденными планами зачистки от донных отложений, технического диагностирования и ремонта.

9.2 Зачистку резервуара проводят:

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

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

Резервуары для светлых нефтепродуктов и масел подлежат зачистке не реже 1 раза в 2 года.

При длительном хранении нефти/нефтепродукта зачистку резервуаров проводят после их опорожнения в соответствии с утвержденными планами, установленными организацией, эксплуатирующей резервуар.

9.3 До полного завершения работ по зачистке резервуара для нефти от донных отложений запрещается вывод из эксплуатации и демонтаж трубопроводов систем автоматического пожаротушения и охлаждения резервуара для обеспечения подачи огнетушащих веществ.

10 Техническое перевооружение, реконструкция, ремонт

10.1 В процессе эксплуатации резервуаров проводят работы по техническому перевооружению, реконструкции (в том числе с заменой металлоконструкций), капитальному и текущим ремонтам.

10.2 При техническом перевооружении выполняют комплекс мероприятий по повышению технико-экономических показателей резервуаров, РП.

10.3 При реконструкции выполняют работы по переустройству резервуара, РП, связанному с совершенствованием производства и улучшением технических характеристик. Целью реконструкции может быть увеличение производственных мощностей, улучшение качества или изменение номенклатуры нефти/нефтепродуктов.

10.4 При ремонте резервуара выполняют комплекс мероприятий по восстановлению технико-эксплуатационных характеристик с заменой или восстановлением элементов конструкций резервуара и оборудования, установленного на резервуаре, с выводом резервуара из технологического режима работы и зачисткой.

10.5 При ремонте резервуаров методом замены металлоконструкций применяют:

- выборочный ремонт дефектов на отдельных элементах резервуара;

- замену отдельных элементов резервуара;
- замену конструкций резервуара.

10.6 ТР резервуара проводят в плановом порядке без зачистки резервуара по заранее разработанному графику.

10.7 При ТР резервуара выполняют следующие работы:

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

10.8 Методы ремонта выбирают с учетом видов дефектов и их геометрических характеристик по результатам полного технического диагностирования резервуара и расчетов экономической целесообразности.

10.9 При выполнении ремонтных работ руководствуются ПД на ремонт резервуара и требованиями нормативных документов.

10.10 Работы по ремонту резервуаров проводят с соблюдением действующих правил охраны труда и пожарной безопасности с оформлением наряда-допуска на огневые работы.

10.11 Контроль качества ремонтных работ осуществляет заказчик или специализированная организация независимо от выполнения контроля качества силами монтажной организации. Проведение авторского надзора — по СП 246.1325800.2016.

10.12 Качество и марки сталей, применяемых при ремонтах резервуаров, должны соответствовать требованиям соответствующих стандартов или технических условий и подтверждаться сертификатами поставщиков.

10.13 В понтонах, плавающих крышах, затворах и оборудовании резервуаров допускается применять синтетические, резинотехнические и другие полимерные материалы, которые должны соответствовать техническим требованиям для каждого конкретного вида изделия. Эти материалы должны соответствовать требованиям правил охраны труда и пожарной безопасности.

10.14 Использование для ремонта резервуара изделий, изготовленных из кипящих и полуспокойных сталей, не рекомендуется.

10.15 Решение о ремонте стенки методом ее частичной замены принимают, если имеются:

- недопустимые отклонения образующих стенки от вертикали;
- недопустимые хлопуны;
- недопустимая угловатость сварных соединений;
- местная или локальная потери устойчивости стенки резервуара;
- гофры на полотнище стенки;
- сплошные коррозионные повреждения полотнища стенки.

10.16 Если резервуар имеет крен или недопустимые вмятины в местах соединения с элементами жесткости, измерения отклонений, образующих стенки от вертикали, выполняют после исправления геометрического положения с последующим уточнением объемов ремонта резервуара.

10.17 Контроль качества сварных соединений проводят в соответствии с ПД и разработанной технологией сварки, при этом:

- монтажные сварные соединения в объеме 100 % длины — внешний осмотр;
- сварные соединения днища в объеме 100 % длины — ПВТ (вакуумированием) на герметичность;
- монтажные швы стенки в объеме 100 % длины — контроль радиографическим методом по ГОСТ 7512;
- шов, соединяющий стенку с днищем, в объеме 100 % длины — проверка на герметичность методом ПВТ и ПВК;
- сварные соединения настила крыши — проверка на герметичность путем создания внутреннего давления воздухом в момент гидравлического испытания (если проводился ремонт крыши);
- короба плавающей крыши/понтона — внешний осмотр.

10.18 В сварных соединениях не допускаются трещины всех видов и размеров.

10.19 Критерии допустимости дефектов — по ГОСТ 31385 и ГОСТ 23055.

10.20 Выявленные неразрушающими методами контроля внутренние дефекты устраняются шлифовкой с последующей сваркой и повторным контролем исправленных участков сварного соединения. Разрешается исправление сваркой одного и того же участка не более 2 раз.

10.21 После капитального ремонта резервуар принимает в эксплуатацию комиссия, которая составляет акт о приемке и вводе резервуара в эксплуатацию. К акту прикладывают исполнительную документацию на выполненные работы.

11 Обеспечение безопасной эксплуатации

11.1 Предупреждение аварий и повреждений

11.1.1 Основными контролируемыми технологическими параметрами, обеспечивающими предупреждение аварий и повреждений резервуара, являются:

- уровень нефти/нефтепродуктов в резервуаре;
- относительное разрежение в газовом пространстве резервуара (для типа РВС);
- скорость заполнения и скорость опорожнения резервуара;
- давление в трубопроводах РП;
- наличие нефти/нефтепродуктов внутри защитных ограждений/обвалований резервуаров.

11.1.2 Безопасная эксплуатация резервуаров обеспечивается поддержанием в работоспособном состоянии:

- дыхательных, предохранительных, аварийных клапанов и вентиляционных патрубков;
- коренных задвижек резервуара;
- контрольно-измерительных приборов (уровнемеры, сигнализаторы уровня, датчики давления, температуры, тепловые пожарные извещатели, многодиапазонные пожарные извещатели пламени, газоанализаторы и др.);
- систем заземления и молниезащиты;
- СРДО;
- СКНР;
- СПТ и СВО.

11.1.3 В целях защиты резервуаров от перелива и защиты технологических трубопроводов РП от превышения рабочего давления в составе РП предусматривают резервирование емкости для сброса нефти/нефтепродуктов.

11.1.4 При достижении нижнего/верхнего нормативного уровня в резервуаре оперативный персонал принимает меры к прекращению откачки/закачки нефти/нефтепродуктов.

11.1.5 При достижении верхнего допустимого уровня в резервуаре в целях защиты резервуара от перелива оперативный персонал принимает меры к прекращению закачки нефти/нефтепродуктов, а именно:

- для товарного резервуара[1)] — закрытие коренных задвижек резервуара, остановка насосного оборудования, используемого для внутрипарковой перекачки (при проведении внутрипарковой перекачки только в защищаемый резервуар), а также отключение насосов, обеспечивающих подкачку нефти/нефтепродукта от объектов нефтедобычи/нефтепереработки и закрытие секущей задвижки узла подключения объекта нефтедобычи/нефтепереработки (при подключении объекта нефтедобычи/нефтепереработки к защищаемому РП);
- для резервуаров, используемых для приема аварийного сброса нефти/нефтепродукта — остановка насосного оборудования на всех объектах, обеспечивающих подкачку нефти/нефтепродукта от объектов нефтедобычи/нефтепереработки и на всех НПС всех технологических участков МТ, подключенных к защищаемому РП, а также после подтверждения остановки всех технологических участков МТ,

[1)] Резервуар, предназначенный для ведения штатных технологических процессов транспортировки нефти/нефтепродуктов. Товарные резервуары в ряде случаев можно использовать для ведения товарно-коммерческих операций.

закрытие задвижек узла подключения РП или склада[1)] и на входе объекта МТ, в составе которого находится защищаемый РП или склад.

11.1.6 При достижении нижнего допустимого уровня в резервуаре в целях защиты насосов от кавитации оперативным персоналом принимаются меры к прекращению откачки нефти/нефтепродуктов: закрытие коренных задвижек резервуара, остановка насосного оборудования, используемого для откачки нефти/нефтепродуктов из этого резервуара.

11.1.7 Для защиты технологических трубопроводов РП от превышения давления предусматривают установку узлов с предохранительной арматурой, через которые выполняют сброс нефти/нефтепродукта в резервуар аварийного сброса или в резервуар, специально выделенный для аварийного приема нефти/нефтепродукта, при условии отсутствия понтона в резервуаре.

11.1.8 Для каждого объекта МТ с РП разрабатывают план мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий, содержащий раздел по ликвидации возможных аварий в РП.

11.2 Система автоматизации резервуарного парка

11.2.1 СА РП предназначена для обеспечения централизованного контроля и управления РП из помещения операторной РП и местного диспетчерского пункта объекта МТ, в составе которого находится защищаемый РП, а также для передачи информации о текущем состоянии РП через систему телемеханизации управляющему диспетчеру технологического участка МТ. Основные положения о СА РП установлены ГОСТ Р 58362.

11.2.2 СА РП предусматривает автоматическую защиту:

- каждого резервуара от перелива;
- каждого резервуара от достижения нижнего аварийного уровня;
- СРДО в каждом резервуаре при понижении уровня ниже минимального уровня, обеспечивающего безопасную работу СРДО;
- каждого резервуара типа РВС от аварийного разрежения в газовом пространстве;
- каждого резервуара от превышения скоростей заполнения и опорожнения;
- РП от пожара в любом резервуаре,

а также локализацию разлива нефти/нефтепродуктов внутри обвалования каждого резервуара в соответствии с 7.13.8.

11.2.3 СА РП выполняет:

- измерение уровня нефти/нефтепродукта в каждом резервуаре;
- измерение средней температуры нефти/нефтепродукта в каждом резервуаре;
- измерение разрежения в резервуаре типа РВС;
- измерение температуры окружающего воздуха на площадке РП;
- расчет скорости заполнения и скорости опорожнения резервуара;
- сигнализацию верхнего аварийного, верхнего допустимого, верхнего нормативного, нижнего аварийного, нижнего допустимого, нижнего нормативного уровня во всех резервуарах;
- сигнализацию уровня аварийного запаса в резервуарах, используемых для приема аварийного сброса нефти/нефтепродукта;
- сигнализацию минимального уровня, обеспечивающего безопасную работу СРДО;
- сигнализацию достижения предельной максимальной скорости заполнения, аварийной максимальной скорости заполнения, предельной максимальной скорости опорожнения, аварийной максимальной скорости опорожнения;
- сигнализацию превышения давления в трубопроводах РП;
- сигнализацию аварийного разрежения в резервуаре типа РВС;
- дистанционное и автоматическое управление СРДО;
- дистанционное и автоматическое управление задвижками РП и индикацию их положения;
- сигнализацию наличия нефти/нефтепродукта внутри защитного ограждения (обвалования) резервуаров.

11.2.4 Настройку верхнего аварийного, верхнего допустимого, верхнего нормативного, нижнего аварийного, нижнего допустимого, нижнего нормативного уровней, минимального уровня, обеспечива-

---

[1)] Узел подключения резервуарного парка или склада — узел запорной арматуры, предназначенный для перекрытия потока нефти/нефтепродуктов между линейной частью магистрального трубопровода и площадочным объектом магистрального трубопровода, в составе которого эксплуатируют резервуарный парк или склад.

ющего безопасную работу СРДО, во всех резервуарах и настройку уровня аварийного запаса в резервуарах, используемых для приема аварийного сброса нефти/нефтепродукта, выполняют по утвержденным технологическим картам на резервуары и РП.

11.2.5 Для формирования сигнала «Верхний допустимый уровень в резервуаре» используют сигнализаторы уровня, не связанные с измерительным преобразователем уровня. Резервуары типа РВС оснащают двумя сигнализаторами для контроля верхнего допустимого уровня. Резервуары типа РВСП и РВСПК оснащают тремя сигнализаторами верхнего допустимого уровня, расположенными равномерно по периметру резервуара. Условием формирования защиты «Верхний допустимый уровень в резервуаре» является получение системой автоматизации резервуарного парка сигнала от любого сигнализатора верхнего допустимого уровня.

11.2.6 Для защиты резервуара от перелива при достижении верхнего допустимого уровня СА РП подает команды, приведенные в 11.1.4. Остановка насосного оборудования на всех объектах, обеспечивающих подкачку нефти/нефтепродукта от объектов нефтедобычи/нефтепереработки, и на всех НПС технологического участка МТ, подключенного к РП, выполняется техническими средствами СА технологического участка МТ (в случае ее реализации). При отсутствии СА технологического участка МТ остановка насосного оборудования на всех объектах, обеспечивающих подкачку нефти/нефтепродукта от объектов нефтедобычи/нефтепереработки, и на всех НПС технологического участка МТ, подключенного к РП, выполняет управляющий диспетчер технологического участка МТ.

11.2.7 Для защиты резервуара от достижения нижнего аварийного уровня при понижении уровня в резервуаре до нижнего допустимого уровня СА РП подает команды на закрытие коренных задвижек резервуара, остановку насосного оборудования, используемого для откачки нефти/нефтепродуктов из этого резервуара.

11.2.8 Для защиты резервуара типа РВС от аварийного разрежения в резервуаре СА РП подает команды на закрытие коренных задвижек резервуара при достижении в резервуаре аварийного разрежения.

11.3 Системы пожаротушения и водяного охлаждения

11.3.1 СПТ и СВО резервуаров и РП являются составной частью системы пожаротушения объектов НПС.

11.3.2 Для автоматического обнаружения пожара применяют следующие технические средства:

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

11.3.3 На резервуарах типа РВСПК пожарные извещатели пламени устанавливают по верхней образующей стенки резервуара в соответствии с их техническими характеристиками, на расстоянии не более 12,5 м друг от друга по периметру. На каждом резервуаре организуют два независимых цифровых шлейфа пожарных извещателей пламени с равномерным последовательным чередованием на резервуаре извещателей из разных шлейфов. Формирование защиты «Пожар» в СА ПТ происходит при срабатывании любых двух и более пожарных извещателей пламени без учета их принадлежности к шлейфам.

11.3.4 На резервуарах типа РВС и РВСП тепловые пожарные извещатели устанавливают на расстоянии не более 12,5 м друг от друга по периметру в крыше резервуара и на расстоянии не более 3 м от его стенки (чувствительный элемент извещателя при этом размещают под крышей резервуара). На каждом резервуаре организуют два независимых шлейфа тепловых пожарных извещателей с равномерным последовательным чередованием на резервуаре извещателей из разных шлейфов. Формирование защиты «Пожар» в СА ПТ происходит при срабатывании любых двух и более пожарных извещателей пламени без учета их принадлежности к шлейфам. Температура срабатывания теплового пожарного извещателя — 90 °С.

11.3.5 Реконструкцию или строительство новых СПТ и СВО в действующих РП выполняют, обеспечивая работоспособное состояние существующих СПТ и СВО в автоматическом режиме.

11.3.6 Использование по назначению и техническое обслуживание резервуаров с отключенными СПТ и СВО запрещается.

11.3.7 СПТ и СВО при приемке резервуаров в эксплуатацию испытывают с подачей огнетушащих веществ. Порядок и периодичность последующих испытаний устанавливает организация, эксплуатирующая резервуар. По результатам испытаний составляют акты.

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

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

11.4 Система защиты резервуаров от коррозии

11.4.1 Защиту металлоконструкций резервуаров от коррозии осуществляют с использованием лакокрасочных покрытий в соответствии с СП 28.13330.2017, а также методами ЭХЗ. Допускается применение иных типов защитных покрытий.

11.4.2 Продолжительность срока службы защитных покрытий — не менее 10 лет.

11.4.3 Оборудование, изделия и материалы, применяемые при монтаже ЭХЗ, поставляют в соответствии с ПД, нормативными документами и/или техническими условиями с соответствующими сертификатами и техническими паспортами.

11.4.4 При пуске и опробовании средств и установок ЭХЗ руководствуются нормативными документами о защите подземных сооружений от коррозии, а также требованиями ПД.

11.4.5 Части установок ЭХЗ, которые размещены под землей, допускается засыпать грунтом только после того, как проведено техническое освидетельствование, проверена их работоспособность, составлены акты на скрытые работы, получено письменное согласие на их засыпку от представителя заказчика и оформлен двусторонний акт на скрытые работы.

11.5 Система защиты резервуаров от статического электричества

11.5.1 Выполнение требований по электростатической искробезопасности обеспечивается установлением показателей, применением средств защиты от статического электричества в соответствии с ГОСТ 12.4.124 и правилами защиты от статического электричества [15].

11.5.2 Для обеспечения электростатической искробезопасности резервуаров:

- заземляют все электропроводные узлы и детали резервуаров;
- исключают процессы разбрызгивания и распыления нефти/нефтепродукта;
- ограничивают скорости истечения нефти/нефтепродукта при заполнении резервуаров и размыве донных отложений допустимыми значениями.

11.5.3 ЗУ для защиты от статического электричества объединяют с ЗУ для электрооборудования или молниезащиты. Сопротивление ЗУ, предназначенного исключительно для защиты от статического электричества, — до 100 Ом.

11.5.4 Технологические трубопроводы и оборудование, расположенные в РП и на резервуарах, представляют собой на всем протяжении непрерывную электрическую цепь, присоединенную к контуру заземления не менее чем в двух местах.

11.5.5 Плавающую крышу или понтон резервуара соединяют с корпусом резервуара гибкими металлическими перемычками не менее чем в двух точках. Если понтон изготовлен из диэлектрического материала, в ПД предусматривают соответствующую защиту (заземление).

11.5.6 Во избежание искрообразования ручной отбор проб и/или измерение уровня нефти/нефтепродуктов через замерный люк выполняют не ранее чем через 2 ч после прекращения операции закачки и через 10 мин после прекращения операции откачки.

При этом для проведения измерений применяют устройства из токопроводящих материалов с удельным объемным электрическим сопротивлением менее 10^5 Ом.

11.5.7 Паспорт оформляют на каждое ЗУ.

11.5.8 В первые 2 года эксплуатации необходимо следить за осадкой грунта над ЗУ. При осадке грунт нужно досыпать и тщательно утрамбовывать.

11.5.9 Обслуживание ЗУ от статического электричества проводят согласно графику ТОР.

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

При текущем осмотре и ремонте ЗУ проверяют надежность электрической связи между токоведущими элементами, выявляют подлежащие замене или усилению элементы ЗУ и определяют необходимые мероприятия по защите элементов ЗУ от коррозии.

11.5.10 Результаты испытаний, осмотров и ремонта ЗУ заносят в паспорт комплексного ЗУ резервуара (см. приложение Л). К паспорту прикладывают исполнительную схему системы молниезащиты и защиты от статического электричества, акты о выборочных вскрытиях и осмотрах ЗУ.

11.6 Молниезащита

11.6.1 Эксплуатацию системы защиты от молнии осуществляют в соответствии с ГОСТ 31385, ГОСТ Р МЭК 62305-1 и [16].

11.6.2 Систему защиты от молнии принимают и вводят в эксплуатацию до начала заполнения резервуара нефтью/нефтепродуктом.

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

11.6.4 При эксплуатации резервуара для поддержания работоспособности системы защиты от молнии выполняют следующие работы:

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

11.6.5 Осмотр видимой части всех видов ЗУ и шунтирующих перемычек на РП проводят по утвержденному графику не реже 1 раза в 6 месяцев. При осмотре оценивают:

- состояние контактных соединений;
- наличие АКП;
- отсутствие обрывов;
- наличие учетных бирок с номерами перемычек.

11.6.6 Типовой объем работ по ТО системы защиты от молнии и периодичность их проведения приведены в таблице 5.

Таблица 5 — Периодичность и типовой объем работ по ТО системы защиты от молнии

Типовой объем работ	Периодичность, мес
Осмотр видимой части ЗУ (молниеприемников, заземляющих проводников, заземлителей), устранение дефектов	12 (ТО 12)
Проверка наличия, технического состояния шунтирующих перемычек и наличия на них соответствующих бирок с номером	
Проверка целостности окраски и АКП ЗУ	
Проверка наличия обозначения, предупредительных плакатов и надписей	
Проверка и, при необходимости, протяжка болтовых контактных соединений, смазка	
Проверка состояния крепления молниезащитных тросов	

11.7 Охрана труда

11.7.1 Общие положения

11.7.1.1 Требования по охране труда при эксплуатации резервуаров и РП определяются действующими законодательными актами Российской Федерации, решениями и указаниями органов государственного надзора, министерств и ведомств.

11.7.1.2 Ответственность за соблюдение требований охраны труда, а также за организацию и осуществление производственного контроля несут руководитель организации, эксплуатирующей резервуары, и лица, на которых возложены такие обязанности в соответствии с должностными инструкциями и организационно-распорядительными документами.

11.7.1.3 При эксплуатации резервуаров и РП возможно наличие следующих опасных и вредных производственных факторов:

- образование взрывоопасной среды;
- наличие пожароопасной среды;
- повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;
- воздействие на организм человека электрического тока;
- повышенный уровень статического электричества;
- недостаточная освещенность на рабочем месте;
- расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли/пола;
- повышенная температура нефти/нефтепродуктов и поверхности оборудования;
- повышенная или пониженная подвижность воздуха;
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- повышенная или пониженная влажность воздуха.

11.7.2 Требования охраны труда при выполнении технологических операций в резервуарах и РП

11.7.2.1 Контроль ПДК вредных веществ воздушной среды на резервуарах, РП осуществляют в соответствии с ГОСТ 12.1.005, [17].

Для проведения контроля ПДК вредных веществ воздушной среды применяют переносные СИ:

- имеющие сертификат соответствия [18];
- утвержденного типа, поверенные в соответствии с порядком [8].

Работы в РП выполняют при наличии у работников индивидуальных сигнализаторов загазованности (газосигнализаторов). Не допускается использовать газосигнализаторы для периодического измерения состояния воздушной среды. Показания этих приборов не допускается заносить в наряд-допуски.

Для проведения измерения состояния воздушной среды используют переносные газоанализаторы, предназначенные для определения ПДК веществ в воздухе рабочей зоны (в весовых или объемных величинах).

Санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (температура, влажность, подвижность воздуха рабочей зоны, предельно допустимое содержание вредных веществ, методы контроля) — по ГОСТ 12.1.005.

11.7.2.2 Для входа на территорию РП по обе стороны защитного ограждения (обвалования) или ограждающей стены устанавливают лестницы-переходы с перилами:

- для отдельно стоящего резервуара — не менее 2 шт.;
- для группы резервуаров — не менее 4 шт.

Переходить через защитное ограждение (обвалования) в других местах запрещается.

Требования к лестницам, площадкам обслуживания, переходным мостикам, ограждениям, перилам, настилам площадок и ступеней лестниц — по ГОСТ 12.2.044.

Для безопасного подъема на отмостку резервуара предусматривают ступени, а при высоте отмостки выше 0,75 м — лестницу с перилами.

Между переходами через обвалование, стационарными лестницами резервуаров и технологическим оборудованием в каре резервуаров предусматривают пешеходные дорожки (тротуары) шириной не менее 0,75 м.

11.7.2.3 Если на территории РП трубопроводы возвышаются более чем на 0,5 м от уровня земли, то в местах перехода через них устанавливают переходные мостики с перилами.

11.7.2.4 Для освещения РП применяют прожекторы, установленные на мачтах, расположенных за пределами внешнего защитного ограждения (обвалования) и оборудованных площадками и лестницами для обслуживания.

Для местного освещения применяют аккумуляторные фонари напряжением не более 12 В во взрывобезопасном исполнении, которые включают и выключают вне защитного ограждения (обвалования).

Согласно требованиям ПУЭ [19] минимальная освещенность на территории РП:

- для РП в целом — не менее 5 лк;
- в местах измерений уровня нефти/нефтепродуктов в резервуаре и управления задвижками в РП — 10 лк;
- на лестницах и обслуживающих площадках — 10 лк;
- в местах установки контрольно-измерительных приборов (комбинированное освещение с переносными светильниками) — 30 лк;
- на вспомогательных проездах — 5 лк;
- на главных проездах — 10 лк.

11.7.2.5 Не допускается присутствие обслуживающего персонала на крыше резервуара во время закачки/откачки нефти/нефтепродуктов, а также в грозу.

11.7.2.6 При эксплуатации осуществляют постоянный контроль за исправностью лестниц, ограждающих конструкций на крышах резервуаров. Запрещается загромождать лестницу и крышу резервуара посторонними предметами и снятыми деталями оборудования.

11.7.2.7 При эксплуатации резервуара и резервуарного оборудования, измерении уровня и отборе проб обслуживающий персонал обеспечивают одеждой и обувью, изготовленной из материалов, не накапливающих статическое электричество, из огнестойких тканей, в соответствии с требованиями [20]. Используют обувь без металлических накладок и гвоздей.

Для переноса специальных приспособлений для измерения и учета количества нефти/нефтепродуктов работники применяют специализированные переносные устройства (например, рюкзаки).

11.7.2.8 При отборе проб по ГОСТ 2517 переносными пробоотборниками, измерении уровня нефти/нефтепродуктов, при дренировании подтоварной воды, открытии замерных и других люков обслуживающий персонал должен располагаться с наветренной стороны (спиной к ветру, а если это невозможно, то боком к ветру).

11.7.2.9 При работе с открытыми световыми и монтажными люками их закрывают предохранительными решетками. При необходимости, находясь с подветренной стороны, персонал должен использовать фильтрующие противогазы. Запрещается без надетого противогаза заглядывать в открытый люк или низко наклоняться к его горловине во избежание отравления выделяющимися вредными парами и газами.

11.7.2.10 При необходимости ручного измерения уровня и температуры, а также при отборе проб нефти/нефтепродуктов переносными средствами во избежание искрообразования:

- используют специальную одежду из тканей, не накапливающих заряды статического электричества, и обувь с подошвой, не дающей искрообразование;
- применяют пробоотборники и рулетки с лотом из материалов, не дающих искр при ударе. Перед отбором проб пробоотборник и рулетку заземляют;
- проводят отбор проб и/или измерение уровня не ранее, чем через 2 ч после прекращения операции закачки и через 10 мин после прекращения операции откачки;
- используют инструмент и различные приспособления, исключающие искрообразование при ударе;
- обтирают ленту рулетки хлопчатобумажной ветошью.

11.7.2.11 Крышку замерного люка после измерения уровня и отбора пробы нефти/нефтепродуктов плотно закрывают. Под крышкой замерного люка устанавливают медную, свинцовую или резиновую прокладку во избежание искрообразования и для обеспечения герметичности. Закрытие крышки выполнять осторожно, без падений и ударов ее о горловину люка.

11.7.2.12 При тумане, обледенении отбор проб, измерение уровня ручным способом на резервуаре допускается проводить только при применении дополнительных мер безопасности (дополнительного освещения, песка для устранения скольжения и других необходимых мер, которые предусматриваются в инструкции по охране труда для операторов при работе на резервуарах).

11.7.3 Требования безопасности при подготовительных и ремонтных работах

11.7.3.1 Запрещается проведение газоопасных, огневых и ремонтных работ на резервуаре при проведении операций по закачке и откачке нефти/нефтепродуктов.

11.7.3.2 К работам по зачистке и дегазации резервуара допускаются лица не моложе 21 года, прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие медицинских противопоказаний к выполнению данного вида работ, обучение (подготовку) по специальности, проверку знаний требований охраны труда и имеющие удостоверение о проверке знаний установленного образца.

11.7.3.3 Работы по зачистке и дегазации резервуара выполняют бригадой в составе не менее трех человек.

11.7.3.4 Работы по подготовке и проведению мойки резервуаров выполняют специализированной бригадой под руководством специалиста из числа инженерно-технических работников объекта МТ, прошедших обучение по программе пожарно-технического минимума и целевой противопожарный инструктаж.

11.7.3.5 Работы по зачистке и ремонту резервуаров и резервуарного оборудования проводятся, как правило, только в дневное время. Запрещается проводить работы по зачистке во время грозы.

11.7.3.6 Контроль воздушной среды осуществляется при проведении работ по дегазации резервуара, зачистке и ремонту. Для каждого отдельного вида работ оформляют наряд-допуск, разрабатывают и утверждают схему контроля воздушной среды при проведении работ.

11.7.3.7 При концентрации паров углеводородов в резервуаре выше значений, установленных в нормативных правовых актах, проводят естественную вентиляцию резервуара через газоотводные трубы высотой 2 м, установленные на световые люки крыши резервуара.

Периодичность контроля концентрации паров углеводородов при естественной вентиляции — не реже 1 раза в 2 ч.

11.7.3.8 После вскрытия люк-лазов на втором/третьем поясе для типа РВСП/РВСПК (первом поясе для типа РВС) при естественной вентиляции контроль процесса дегазации резервуара в дальнейшем осуществляется не менее чем в двух точках контроля, расположенных на расстоянии 0,5 м от внутренней стенки резервуара на уровне второго/третьего пояса для типа РВСП/РВСПК (0,5 м от внутренней стенки — первого пояса для типа РВС) через люк-лазы с применением удлинительной воздухозаборной трубки.

11.7.3.9 Отбор проб проводит работник в промышленном фильтрующем противогазе без захода в резервуар. Для работы на резервуаре, содержащем высокосернистую нефть с наличием сероводорода, используют промышленные фильтрующие противогазы с дополнительной коробкой для сероводорода.

11.7.3.10 При достижении концентрации паров углеводородов в резервуарах типа РВСПК в точках контроля, расположенных на расстоянии 0,5 м от внутренней стенки резервуара на уровне второго/третьего пояса, значения ниже ПДВК и вскрытия люк-лазов/смотровых люков плавающей крыши резервуара, контроль воздушной среды проводят не менее чем в двух точках на расстоянии 1,5 м от верхней деки плавающей крыши через люк-лазы/смотровые люки с применением удлинительной воздухозаборной трубки.

11.7.3.11 Контроль воздушной среды внутри резервуара после естественной вентиляции проводят через люк-лаз первого пояса не менее чем в двух точках, расположенных на расстоянии 0,5 м от внутренней стенки резервуара и на высоте 0,1 м от донных отложений.

11.7.3.12 Периодичность контроля концентрации паров углеводородов при принудительной вентиляции резервуаров — не реже 1 раза в 1 ч в течение всего времени проведения процесса дегазации.

11.7.3.13 Контроль воздушной среды осуществляют в течение всего времени проведения процесса дегазации, пока концентрация паров углеводородов не установится ниже ПДВК.

11.7.3.14 При проведении дегазации резервуара методом пропарки контроль воздушной среды выполняют только после прекращения подачи пара и остывания металлоконструкций резервуара и воздушной среды внутри резервуара до температуры не более 30 °С.

11.7.3.15 На весь период дегазации резервуара необходимо не реже чем через 1 ч контролировать состояние воздушной среды на прилегающей территории — в защитном ограждении резервуаров и снаружи защитного ограждения (обвалования) на расстоянии 5 м от резервуаров с подветренной стороны у вентиляторов, установленных в защитном ограждении (обваловании) резервуаров.

11.7.3.16 Результаты контроля воздушной среды на прилегающей территории указывают в таблице анализов воздушной среды в наряде-допуске.

11.7.3.17 Контроль воздушной среды после дегазации внутри резервуара типа РВС проводят через люк-лазы не менее чем в двух точках, расположенных на расстоянии 0,5 м от стенки резервуара и на высоте 0,1 м от донных отложений.

11.7.3.18 Контроль воздушной среды после дегазации внутри резервуара типа РВСП/РВСПК проводят через люк-лазы не менее чем в двух точках, расположенных на расстоянии 0,5 м от стенки и на высоте 0,1 м от донных отложений под понтоном (плавающей крышей) и на высоте 0,1 м над понтоном (плавающей крышей).

11.7.3.19 При дегазации резервуара, используемого для транспортировки нефти с наличием сероводорода, проводят контроль воздушной среды на содержание сероводорода.

11.7.3.20 При проведении работ по зачистке резервуара контроль воздушной среды проводят внутри и снаружи резервуара.

11.7.3.21 Периодичность контроля воздушной среды — не реже 1 раза в 30 мин. Концентрация паров углеводородов — не более ПДВК.

11.7.3.22 Перед проведением газоопасных работ внутри резервуара дополнительно обязательно контролируют воздушную среду на содержание кислорода (недостаточное содержание кислорода — объемная доля ниже 20 %).

11.7.3.23 При зачистке резервуара, используемого для транспортировки нефти с наличием сероводорода, проводится контроль воздушной среды на содержание сероводорода.

11.7.3.24 Контроль воздушной среды снаружи резервуара при зачистке проводят в защитном ограждении (обваловании) РП у люк-лазов, в местах установки насосного оборудования, задействованного при зачистке резервуара.

11.7.3.25 Периодичность контроля воздушной среды при зачистке — не реже 1 раза в 1 ч.

11.7.3.26 Для проверки качества выполненных работ по зачистке резервуара и определения готовности резервуара к сварочно-монтажным работам контроль воздушной среды внутри резервуара проводят:

- у окрайки резервуара (в месте соединения стенки с днищем) по всей длине окружности с шагом не более 10 м (для типа РВСП/РВСПК под понтоном (плавающей крышей) и над понтоном (плавающей крышей);
- в трубопроводах системы пожаротушения;
- внутри каждого ПРП (устройства);
- в трубопроводе аварийного сброса;
- в направляющих стойках понтона или плавающей крыши;
- внутри каждого короба понтона или плавающей крыши.

При контроле качества зачистки резервуара, используемого для транспортировки нефти с наличием сероводорода, проводят контроль воздушной среды на содержание сероводорода.

Результаты контроля воздушной среды оформляют актом контроля качества очистки от донных отложений резервуара.

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

- не более ПДК паров нефти/нефтепродукта при выполнении любых видов работ, связанных с пребыванием персонала внутри резервуара без защитных средств;
- не более ПДВК паров нефти/нефтепродукта при выполнении любых видов работ с доступом персонала в защитных средствах дыхания внутрь резервуара.

11.7.3.28 К работам внутри резервуаров разрешается приступать, если концентрация газов не превышает ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны, а температура не превышает значений, допустимых санитарными нормами. Минимально допустимая концентрация кислорода, при которой возможно проведение работ в фильтрующем противогазе, — 20 %; объемная доля токсичных паров нефти/нефтепродуктов — не более 0,5 %. При меньшей концентрации кислорода или большей концентрации токсичных паров нефти/нефтепродуктов работы необходимо проводить только в шланговом противогазе.

11.7.3.29 При обнаружении в воздухе паров углеводородов в концентрациях, близких к ПДВК, при проведении огневых и газоопасных работ необходимо:

- выйти из опасной зоны;
- сообщить о создавшейся аварийной ситуации ответственному за проведение работ, исполнителям работ, ответственному за организацию и безопасное производство работ.

Работы могут быть возобновлены только после принятия мер по установлению источника поступления паров углеводородов и снижению концентрации до значений, не превышающих допустимые.

11.7.3.30 В процессе выполнения работ внутри резервуара (монтаж моечного оборудования, ручная очистка, огневые и ремонтные работы и т. п.) при необходимости проводят принудительную вентиляцию газового пространства резервуара.

11.7.3.31 Инструменты, применяемые для удаления осадков (совки, скребки, ведра и др.), изготавливают из материалов, не образующих искру при ударе о стальные предметы и конструкции. Для очистки резервуаров применяют щетки из неискрящих материалов и деревянные лопаты.

11.7.3.32 Требования безопасности при электросварочных работах — по ГОСТ 12.3.003. Одновременное производство электросварочных и газопламенных работ внутри резервуара не допускается.

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

11.7.3.34 Требования безопасности при газовой сварке и резке с применением кислородных, ацетиленовых баллонов и генераторов устанавливают в соответствии с правилами противопожарного режима [21].

11.7.3.35 В соответствии с правилами [22] к работам на высоте относятся работы, при которых:

а) существуют риски, связанные с возможным падением работника с высоты 1,8 м и более, в том числе:

- при осуществлении работником подъема на высоту более 5 м или спуска с высоты более 5 м по лестнице, угол наклона которой к горизонтальной поверхности составляет более 75°;

- при проведении работ на площадках на расстоянии ближе 2 м от неогражденных перепадов по высоте более 1,8 м, а также, если высота ограждения этих площадок менее 1,1 м;

б) существуют риски, связанные с возможным падением работника с высоты менее 1,8 м, если работа проводится над машинами или механизмами, поверхностью жидкости или сыпучих мелкодисперсных материалов, выступающими предметами.

11.7.3.36 К СИЗ от падения с высоты работников относятся системы обеспечения безопасности на высоте, в том числе предохранительные пояса по ГОСТ 32489 и канаты страховочные по ГОСТ 12.4.107.

Работодатель обеспечивает регулярную проверку исправности систем обеспечения безопасности на высоте в соответствии с указаниями в их эксплуатационной документации, а также своевременную замену элементов, компонентов или подсистем с понизившимися защитными свойствами.

11.7.3.37 Работники без СИЗ или с неисправными СИЗ к работе на высоте не допускаются.

11.7.3.38 Для выполнения работ на высоте предусматривают наличие исправных оградительных средств по ГОСТ 12.4.059 и защитных приспособлений по ГОСТ 26887, ГОСТ 27321, ГОСТ 27372.

11.7.3.39 Работникам, выполняющим работы на высоте, необходимо использовать каски с застегнутым подбородочным ремнем по ГОСТ 12.4.087.

11.7.3.40 Приставные лестницы оборудуют нескользкими опорами и используют в соответствии с ГОСТ 26887. При работе с приставной лестницей на высоте более 1,8 м применяют страховочную систему, прикрепляемую к конструкции сооружения или к лестнице (при условии закрепления лестницы к строительной или другой конструкции).

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

11.7.3.42 Работы по очистке и промывке внутренних стен резервуара выполняют рабочие в шланговых или изолирующих противогазах, специальной одежде и обуви без стальных накладок и гвоздей. Поверх специальной одежды исполнителя работ надевают предохранительный пояс с крестообразными лямками и прикрепленной к ним сигнально-спасательной веревкой, свободный конец которой находится в руках у страхующего.

11.7.3.43 У люка резервуара предусматривают не менее двух страхующих работников, готовых при необходимости оказать помощь работающим в резервуаре.

11.7.3.44 При применении шлангового противогаза рабочие, находящиеся снаружи резервуара, следят за тем, чтобы приемный шланг не имел изгибов и располагался в зоне чистого воздуха. Для этого конец шланга закрепляют на заранее выбранном месте.

11.7.3.45 Допустимая продолжительность пребывания в шланговом противогазе — не более 15 мин, а продолжительность последующего отдыха на чистом воздухе — не менее 15 мин.

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

11.7.3.47 При работе внутри резервуара двух человек и более воздухозаборные шланги и спасательные веревки располагают в диаметрально противоположных люках. При этом исключают взаимное перекрещивание и перегибание шлангов.

11.7.3.48 Для защиты глаз от пыли, брызг, едких веществ, отлетающих частиц, твердых частиц при ремонте применяют защитные очки по ГОСТ 12.4.253. При производстве электрогазосварочных работ применяют соответствующие защитные маски и очки со светофильтром.

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

11.7.4 Требования безопасности при работе с нефтью с высоким содержанием сероводорода

11.7.4.1 При входе внутрь защитного ограждения/обвалования резервуара, используемого для транспортировки нефти с наличием сероводорода, необходимо надевать промышленный противогаз с фильтрующе-поглощающей коробкой марки «В» или «КД» по ГОСТ 12.4.122.

11.7.4.2 Вход и работу на территории РП проводят в присутствии наблюдателя (дублера). У входа в РП устанавливают предупреждающие знаки.

11.7.4.3 Ручной отбор пробы и измерение уровня нефти, содержащей сероводород, спуск подтоварной воды, открытие замерных и других люков в резервуаре необходимо проводить в присутствии наблюдающего (дублера).

11.7.5 Требования безопасности в экстремальных условиях

11.7.5.1 К экстремальным условиям относятся явления, сопровождаемые предельными значениями температуры наружного воздуха и скорости ветра, разрядами атмосферного электричества, ливнями и так далее, при которых приостанавливают работы на открытом воздухе или внутри резервуара.

11.7.5.2 Аварийную технику, используемую при работах в экстремальных условиях, располагают с наветренной стороны по отношению к месту производства работ не ближе 30 м.

11.8 Промышленная безопасность

11.8.1 Обслуживающий персонал РП должен знать схемы его коммуникаций, чтобы при эксплуатации, авариях, пожарах в нормативные сроки безошибочно выполнять необходимые переключения. Схемы располагают на рабочих местах в службах эксплуатации. Каждому резервуару присваивают номер, соответствующий технологической схеме, и наносят его на стенку резервуара.

11.8.2 Открывать и закрывать задвижки в РП следует плавно, без применения рычагов. Запорные устройства, установленные на технологических трубопроводах, оборудуют указателем состояния («открыто» и «закрыто»).

11.8.3 При переключениях действующий резервуар разрешается полностью отключать только после открытия задвижек подключаемого резервуара, убедившись в поступлении в него нефти/нефтепродукта.

11.8.4 При переливе нефти/нефтепродуктов из резервуара необходимо немедленно подключить другой незаполненный резервуар, а разлитую нефть/нефтепродукт откачать в незаполненные резервуары. Резервуар, где произошел перелив, необходимо выключить из работы. Подключить его можно только после устранения загазованности, уборки загрязненного грунта, проведения расследования причин перелива, устранения последствий перелива, проведения полного технического диагностирования резервуара и ремонта (при необходимости). Загрязненный грунт следует собрать и увезти с территории РП в специально отведенное место.

11.8.5 ТО и зачистку резервуаров с плавающей крышей проводят после установки крыши на опорные стойки.

11.8.6 Если при зачистке резервуара применяют технологию с флегматизацией газового пространства при размыве донных отложений, необходимо обеспечить концентрацию кислорода в газовой среде не более 8 %.

При дегазации резервуара анализ воздушной среды проводят для:

- контроля процесса дегазации и определения времени его окончания;
- предотвращения распространения паровоздушной смеси на прилегающую территорию.

11.8.7 Для контроля процесса дегазации резервуара в период естественной вентиляции или принудительного вентилирования с подачей воздуха во внутреннюю полость резервуара вентилятором, контроль воздушной среды проводят в газоотводных трубах, установленных на световых люках крыши для типа РВС/РВСП. В боковой стенке газоотводной трубы необходимо иметь технологическое отверстие с заглушкой для измерения концентрации паров углеводородов.

Контроль процесса дегазации резервуара типа РВСПК проводят с кольцевой площадки резервуара с применением удлинительной воздухозаборной трубки не менее чем в двух точках контроля, находящихся на расстоянии 0,5 м от стенки резервуара на уровне верхнего пояса.

11.8.8 Для ориентировки обслуживающего персонала при зачистке резервуара устанавливают флюгер, указывающий направление ветра. Запрещается проводить вскрытие и дегазацию резервуара (принудительную и естественную) при скорости ветра менее 1 м/с.

11.8.9 Перед началом огневых работ устанавливают границы опасной зоны. Радиус опасной зоны определяют в ППР.

11.8.10 Перед допуском людей в резервуар ответственные за проведение подготовительных и ремонтных работ должны лично убедиться в надежности отключения трубопроводов, проверить наличие заглушек и соблюдение всех мер безопасности. По окончании ремонтных работ перед закрытием люков резервуара ответственный должен лично убедиться, что в резервуаре не остались люди, убраны инструменты и материалы.

11.8.11 Запрещается отогревать огнем арматуру, трубопроводы в РП при замерзании. Для этой цели рекомендуется применять водяной пар или горячую воду.

11.8.12 Для предупреждения самовоспламенения пирофорных отложений необходимо периодически очищать внутреннюю поверхность резервуаров от продуктов коррозии. Во время зачистки внутреннюю поверхность резервуара необходимо непрерывно орошать (смачивать) водой.

11.8.13 Грязь, пирофорные отложения и другие отложения, извлеченные при зачистке из резервуара, постоянно поддерживают во влажном состоянии до момента удаления их с территории РП.

11.8.14 Не допускается выполнение работ на высоте:

- в открытых местах при скорости воздушного потока (ветра) 15 м/с и более;
- при грозе или тумане, исключающем видимость в пределах фронта работ, а также при гололеде с обледенелых конструкций и при нарастании стенки гололеда на проводах, оборудовании, инженерных конструкциях (в том числе опорах линий электропередачи), деревьях;
- при монтаже/демонтаже конструкций с большой парусностью при скорости ветра 10 м/с и более.

11.8.15 При возникновении аварии или утечки нефти/нефтепродуктов эксплуатационный персонал объекта МТ действует в соответствии с планом мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий и планом по предупреждению и ликвидации разливов нефти/нефтепродуктов.

11.8.16 При возникновении в РП аварии место аварии обозначают сигнальными лентами, плакатами, аншлагами.

11.8.17 На подъездах и подходах к месту проведения аварийных работ необходимо выставить посты охраны, контролирующие допуск людей и техники. Запрещается проход людей и проезд техники, не задействованных в ликвидации аварии.

11.8.18 Обслуживающему персоналу РП необходимо знать схемы коммуникаций, быть обученными действиям в условиях отказов, инцидентов, аварий.

11.9 Пожарная безопасность

11.9.1 Пожарную безопасность резервуаров и РП обеспечивают в соответствии с [4] и ГОСТ 12.1.004.

11.9.2 Ответственность за обеспечение пожарной безопасности РП несут первый руководитель организации, эксплуатирующей резервуары, и лица, на которых возложена ответственность за пожарную безопасность на рабочих местах.

11.9.3 Руководитель организации обеспечивает исправное состояние и эксплуатацию систем и установок противопожарной защиты резервуаров и РП.

11.9.4 Создание пожарной охраны — в соответствии с [4] и СП 232.1311500.2015.

11.9.5 Для каждого РП руководитель объекта МТ обеспечивает разработку инструкции о мерах пожарной безопасности.

11.9.6 РП и отдельно стоящие резервуары обеспечивают первичными средствами пожаротушения.

11.9.7 Перед въездом на территорию объекта МТ на видном месте устанавливают схему организации движения автотранспортной техники на объекте с указанием основных зданий и сооружений (с применением условных обозначений), проездов для пожарной техники и водоисточников.

11.9.8 На территории РП устанавливают знаки пожарной безопасности в соответствии с ГОСТ 12.4.026.

11.9.9 Состояние оборудования резервуаров систематически проверяют в соответствии с инструкциями по эксплуатации.

11.9.10 Электротехническое оборудование и их элементы, располагаемые во взрывоопасной зоне резервуара, изготавливают во взрывозащищенном исполнении согласно ГОСТ 12.2.020, ГОСТ 22782.0 и ПУЭ [19].

11.9.11 Огневые работы на территории РП и в резервуарах выполняют в соответствии с требованиями:

- Правил по охране труда при выполнении электросварочных и газосварочных работ [23];
- федеральных норм и правил [24];
- правил противопожарного режима в Российской Федерации [21].

11.9.12 При возникновении пожара необходимо приступить к ликвидации пожара в соответствии с планом тушения пожаров в РП. После тушения пожара необходимо приступить к работам в соответствии с планом мероприятий по локализации и ликвидации аварий и планом по предупреждению и ликвидации разливов нефти/нефтепродуктов.

12 Охрана окружающей среды

12.1 Эксплуатацию резервуаров осуществляют в соответствии с законодательством Российской Федерации в области охраны окружающей среды.

12.2 При эксплуатации резервуаров предусматривают эффективные меры по очистке и обезвреживанию отходов производства, рекультивации нарушенных и загрязненных земель, снижению негативного воздействия на окружающую среду, а также по возмещению вреда окружающей среде, причиненного в процессе эксплуатации указанных объектов.

12.3 Охрана окружающей среды при эксплуатации резервуаров включает в себя:

- соблюдение действующих стандартов, норм и правил в области охраны окружающей среды;
- контроль степени загрязнения атмосферы, воды и почвы нефтью/нефтепродуктом;
- контроль за нормативным обращением с образующимися отходами;
- своевременную ликвидацию последствий загрязнения окружающей среды;
- осуществление мероприятий по сокращению загрязнения окружающей среды.

12.4 Работы по охране окружающей среды при эксплуатации резервуаров проводят в рамках правовых, нормативных и методических документов с учетом региональной специфики.

12.5 Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу осуществляют в соответствии с нормативами допустимых выбросов, которые рассчитывают и при необходимости устанавливают согласно требованиям [25].

12.6 При невозможности соблюдения нормативов допустимых выбросов устанавливают временно разрешенные выбросы при наличии плана мероприятий по охране окружающей среды или программы повышения экологической эффективности, разрабатываемых в зависимости от категории объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду в соответствии с [25].

12.7 После установления нормативов предельно допустимых выбросов (временно согласованных выбросов) загрязняющих веществ в атмосферу на РП должен быть установлен контроль за их соблюдением.

12.8 Периодичность контроля выбросов углеводородов из резервуаров определяют на основании расчетов рассеивания, приведенных в проекте нормативов предельно допустимых выбросов (временно согласованных выбросов), разрабатываемом на основании [25] в соответствии с ГОСТ 17.2.3.02.

12.9 Для разработки нормативов предельно допустимых выбросов с периодичностью 1 раз в 5 лет или при изменении технологического процесса проводят инвентаризацию источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

12.10 Для снижения уровня загрязнения атмосферы выбросами углеводородов осуществляют мероприятия по снижению потерь от испарения нефти и нефтепродуктов из резервуаров, в том числе:

- окраску резервуаров АКП светлых тонов;
- герметизацию оборудования резервуаров;
- водяное охлаждение;
- установку понтона, плавающих крыш;
- применение сорбционных методов;
- применение адсорбционных методов.

12.11 Производственно-дождевые сточные воды РП перед сбросом их в водный объект очищают на очистных сооружениях объекта МТ до установленных параметров.

12.12 Возможными источниками загрязнения почвы нефтью/нефтепродуктами на объектах МТ являются неплотности запорной арматуры, фланцевых и муфтовых соединений, сварные соединения, утечки вследствие коррозионных повреждений резервуаров, продукты зачистки резервуаров и т. д.

12.13 Твердые отходы (продукты коррозии, механические примеси, нефтешламы), образующиеся при зачистке резервуаров, утилизируют, обезвреживают на специальных установках или размещают в специально оборудованных сооружениях, предназначенных для размещения отходов (полигон, шламохранилище, в том числе шламовый амбар, хвостохранилище и другое). Запрещается размещение отходов на объектах, не внесенных в Государственный реестр объектов размещения отходов.

12.14 Отходы, образующиеся в процессе эксплуатации РП, относят к конкретному классу опасности по [26] и ГОСТ Р 53691.

12.15 На основании данных о составе отходов, оценки степени их негативного воздействия на окружающую среду составляется паспорт отходов I—IV классов опасности по [26] и ГОСТ Р 53691.

12.16 В составе проекта нормативов предельного образования и обращения с отходами для РП, разработанного на основании [27], учитывают количество твердых отходов, образующихся при очистке металлоконструкций резервуара.

12.17 Деятельность по сбору, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов I—IV классов опасности подлежит лицензированию согласно [27].

Приложение А
(рекомендуемое)

Перечень оборудования и конструктивных элементов резервуаров

Таблица А.1 — Перечень оборудования и конструктивных элементов резервуаров

Наименование оборудования	Наличие в резервуаре типа		
	РВС	РВСП	РВСПК
ПРП	+	+	+
ПРУ	+	+	+
СКНР[1)]	+	+	+
СРДО[2)], в том числе винтовые мешалки	+	+	+
Кран сифонный	+	+	+
Люк-лазы в первом поясе	+	+	+
Люк-лаз во втором/третьем поясе	–	+	+
Люк световой[3)]	+	+	+
Люк смотровой[3)]	–	+	+
Люк монтажный	+	+	+
Люк замерный	+	+	+
Дыхательный клапан	+	–	–
Предохранительный клапан	+	–	–
Аварийный клапан	+	–[4)]	–
Вентиляционные проемы и патрубки	–	+	–
Предохранительный клапан плавающей крыши	–	–	+
Пробоотборник[5)]	+	+	–[6)]
Водоспуск	–	–	+
Система подогрева[1)] (опционально)	+	+	+
Система охлаждения[7)]	+	+	+
Система пожаротушения[7)]	+	+	+
Автоматические пожарные извещатели	+	+	+
Установка газового пожаротушения (опционально)	+/–	+/–	–
Сигнализаторы верхнего допустимого уровня	+	+	+
Уровнемер (измеритель уровня)	+	+	+
Многоточечный датчик средней температуры нефти/нефтепродукта	+	+	+
Датчик (типа мановакуумметр) для контроля давления в паровоздушном пространстве под стационарной крышей резервуара	+	–	–
Датчик подтоварной воды (опционально)	+	+	+

Окончание таблицы А.1

[1] Необходимость установки СКНР определяется ПД.

[2] На резервуары для светлых нефтепродуктов и авиационного топлива не устанавливают.

[3] Осмотр внутреннего пространства резервуара проводят как через смотровые, так и через световые люки.

[4] Для РВСП при наличии автоматических установок газового пожаротушения могут устанавливаться вентиляционные аварийные устройства.

[5] Резервуары для нефтепродуктов допускается оборудовать пробоотборниками по указанию заказчика. Вновь строящиеся резервуары для светлых нефтепродуктов оснащают стационарным пробоотборником.

[6] Устанавливают по требованию эксплуатирующей организации на РВСПК, предназначенные для приема, накопления, измерения объема, сдачи нефтепродуктов при проведении планового капитального ремонта или технического перевооружения резервуара.

[7] Необходимость применения систем охлаждения и пожаротушения для резервуаров определяют в соответствии с [4], СП 155.13130.2014.

Приложение Б
(рекомендуемое)

Комплекс технических мероприятий по подготовке и проведению гидравлических испытаний резервуара

Б.1 При подготовке резервуара к гидравлическим испытаниям (далее — испытания) проверяют наличие следующих документов:

а) проект производства работ;

б) журнал авторского надзора с приложением эскизов и других технических решений, принятых в процессе монтажа представителями организаций, выполнявших авторский надзор;

в) журнал пооперационного контроля монтажно-сварочных работ при сооружении резервуара;

г) акт о приемке основания и фундамента;

д) протокол качества на конструкции резервуара;

е) акт контроля качества смонтированных (собранных) конструкций резервуара;

ж) акт приемки металлоконструкций резервуара для монтажа;

и) утвержденные чертежи марки КМ со штампом «В производство работ» и чертежи марки КМД;

к) заключение по результатам контроля 100 % сварных соединений днища;

л) заключение по результатам контроля уторного шва соединения стенки с окрайками днища;

м) заключение по результатам контроля физическими методами сварных соединений стенки резервуара;

н) заключения по результатам контроля монтажных сварных соединений коробов плавающей крыши, патрубков и опорных стоек понтона/плавающей крыши;

п) методика выполнения фактических контрольных измерений отклонений конструкций резервуара от проектных размеров при проведении работ по строительству/ремонту.

Б.2 При испытаниях выполняют контрольные измерения отклонений конструкций резервуара (фундамента, днища, стенки, крыши, понтона, плавающей крыши) от проектных размеров.

Б.3 Испытания проводят для окончательной проверки прочности и деформативности конструкций фундамента (основания), прочности, устойчивости и герметичности корпуса и днища резервуара и их возможных деформаций.

Б.4 Для обеспечения аварийного слива воды во время испытания при образовании течи в днище или стенке резервуара узел оперативного переключения задвижек системы трубопроводов для заполнения и опорожнения резервуара водой располагают за пределами защитного ограждения (обвалования).

Б.5 Подготовка резервуара к испытаниям завершается комиссионной проверкой его внутреннего пространства, закрытием люков и составлением акта готовности резервуара к гидравлическим испытаниям.

Б.6 Испытания резервуара проводятся наливом воды. При проведении испытаний резервуаров типа РВСП с конической крышей предусматривают перевод опорных стоек понтона в эксплуатационное положение для контрольной проверки положения верха опорных стоек относительно элементов опорного кольца и крыши резервуара.

Б.7 Испытания резервуаров без понтона, со стальным понтоном и плавающей крышей проводят до выполнения работ по антикоррозионной защите.

Испытания резервуаров с понтоном из алюминиевых сплавов проводят после выполнения работ по антикоррозионной защите внутренней поверхности кровли и верхнего пояса резервуара.

Допускается до проведения испытаний резервуара с понтоном выполнить работы по антикоррозионной защите наружной поверхности крыши резервуара и расположенных на крыше: площадок, люков, патрубков и других металлоконструкций после предварительного контроля сварных соединений крыши на герметичность.

Б.8 Испытания проводят при температуре окружающего воздуха не ниже 5 °С (без подогрева и утепления) наливом воды до уровня, указанного в ПД, и выдержкой под нагрузкой:

- для резервуаров объемом до 10000 м^3 — 24 ч;
- для резервуаров объемом от 10000 до 20000 м^3 включительно — 48 ч;
- для резервуаров объемом свыше 20000 м^3 — 72 ч.

Б.9 Испытания резервуаров на прочность и устойчивость проводят в соответствии с ГОСТ 31385 и программой испытаний, являющейся составной частью ППР.

Б.10 Резервуары типа РВС дополнительно испытывают на внутреннее избыточное давление и вакуум в соответствии с ГОСТ 31385.

Б.11 По мере заполнения резервуара водой необходимо наблюдать за состоянием конструкций резервуара, соблюдая меры безопасности, определенные программой испытаний.

Б.12 При обнаружении течи из-под края днища или появления мокрых пятен на поверхности отмостки испытание прекращают, сливают воду, устанавливают и устраняют причину течи.

Если в процессе испытания будут обнаружены течи, сквозные дефекты или трещины в стенке резервуара (независимо от величины дефекта), испытание прекращают и воду сливают:

- при обнаружении дефекта в первом поясе — полностью;
- при обнаружении дефекта в поясах со второго по шестой — на один пояс ниже расположения дефекта;
- при обнаружении дефекта в седьмом поясе и выше — до пятого пояса.

Указанные участки после устранения дефектов подлежат контролю физическими методами, после чего испытания продолжают.

Б.13 Испытания резервуара с плавающей крышей или понтоном проводят после монтажа уплотняющих затворов по периметру плавающей крыши/понтона и вокруг направляющих. При испытании тщательно проверяют движение и положение плавающей крыши и лестницы катучей, состояние и герметичность системы водоспуска, герметичность коробов и отсеков между коробами, плотность прилегания и плавность скольжения уплотняющих затворов, а также измеряют глубину погружения плавающей крыши/понтона через замерный люк или в четырех диаметрально противоположных точках через кольцевой зазор. Для этого отжимают затвор и измеряют расстояние от поверхности воды до верхней кромки наружного кольцевого листа плавающей крыши/понтона. Погружение плавающей крыши/понтона, установленное ПД, допускается с отклонением не более чем на 10 %. Допускается проводить испытания с установленными уплотняющими затворами для регулировки их положения с учетом фактической геометрии стенки резервуара.

Б.14 После проведения испытаний не допускается приварка к резервуару каких-либо деталей или конструкций.

Б.15 Испытания системы водоспуска плавающей крыши проводят воздухом и водой.

При нижнем положении плавающей крыши (перед заполнением резервуара водой) проводят испытания на герметичность и плотность избыточным давлением воздуха, равным 0,3 МПа, после чего выполняют испытания на герметичность разрежением (вакуумом), равным 0,006 МПа.

Испытание водоспуска водой проводят путем заполнения трубопроводов и создания в них избыточного давления, равного 0,35 МПа, с проверкой герметичности шарниров и клапана водоприемника или замещающего его устройства.

При заполнении резервуара водой трубопроводы водоспуска испытывают в процессе испытания корпуса резервуара. Отсутствие воды в периодически открываемой задвижке свидетельствует о герметичности системы водоспуска.

Б.16 Для обеспечения безопасной эксплуатации резервуара выполняют соответствующий геодезический контроль за осадкой оснований и фундаментов и деформацией отдельных конструктивных элементов резервуаров в процессе гидравлического испытания, а также до и после него.

Б.17 Геодезический контроль за деформацией оснований и фундаментов в процессе гидравлического испытания выполняет генподрядная организация с участием представителя заказчика или организации, эксплуатирующей резервуар.

Б.18 Геодезическому контролю подлежат:

- окрайка днища;
- фундаментное кольцо по деформационным маркам (при отсутствии деформационных марок контроль за осадкой и деформациями фундамента (основания) проводится при нивелировании окрайки (наружного контура днища);
- днище резервуара после его опорожнения;
- фундамент шахтной лестницы.

Б.19 Измерения отклонений образующих от вертикали, измерения отклонений наружного контура днища для определения осадки основания (фундамента), измерения отклонений плавающей крыши и отклонений отметок поверхности кольцевого фундамента резервуара проводят в соответствия с требованиями ГОСТ 31385.

Б.20 Резервуар считается выдержавшим испытание, если:

- в течение всего времени испытаний не появляются течи на поверхности стенки, в уторном шве, по краям днища и на плавающей крыше/понтоне;
- уровень воды не снижается;
- понтон/плавающая крыша плавно движется, а превышение его глубины погружения — не более 10 % от проектного значения;
- отклонения формы и размеров фундамента резервуара не превышают предельных значений, приведенных в ГОСТ 31385;
- осадка днища резервуара по окрайке при незаполненном и заполненном резервуаре не превышает допустимых пределов, приведенных в ГОСТ 31385;
- отклонения геометрических параметров стенки (после слива воды), днища, крыши, понтона, плавающей крыши не превышают соответствующих предельных значений, приведенных в ГОСТ 31385.

Б.21 Результаты испытания оформляют актом.

Приложение В
(справочное)

Перечень работ при осмотре, техническом обслуживании и текущем ремонте резервуара

В.1 Перечень работ при техническом обслуживании и текущем ремонте резервуара типа РВС

Таблица В.1 — Перечень работ при техническом обслуживании и текущем ремонте резервуара типа РВС

Объект обслуживания	Срок проведения работ	Перечень работ
Резервуар в целом, его оборудование, основание, фундамент и защитное ограждение (обвалование) резервуара	Ежесуточно в светлое время суток	Визуальная проверка внешнего состояния резервуара, в том числе целостности АКП, оборудования, целостности обозначений оборудования. Визуальная проверка сварных вертикальных и горизонтальных соединений нижних поясов стенки, выступающей части окрайки днища. Проверка состояния отмостки, защитного ограждения (обвалования). В осенне-зимний период: - контроль наличия и удаление снежного покрова на крыше (при необходимости); - контроль наличия и удаление снежного покрова в районе уторного узла
	Ежесуточно в темное время суток	Обход и осмотр территории РП с проверкой отсутствия утечки нефти/нефтепродуктов через сифонный кран, запорную арматуру СВО и трубопроводов СПТ. Осмотр сварных соединений нижних поясов резервуара
	При техническом диагностировании	Контроль отклонений образующей стенки резервуара от вертикали
Дыхательный и предохранительный клапан	Осмотр — 1 раз в 7 календарных дней, обслуживание — не реже 1 раз в 1 месяц	В соответствии с документацией изготовителя
Аварийный клапан	Осмотр — 1 раз в 7 календарных дней, обслуживание — не реже 1 раз в 1 месяц	В соответствии с документацией изготовителя
ОП на резервуаре	Не реже 1 раза в месяц в весенне-летний период	В соответствии с документацией изготовителя
Пробоотборник (при наличии)	Осмотр при каждой операции по отбору проб, но не реже 2 раз в месяц	В соответствии с документацией изготовителя
Уровнемер	ТО — 1 раз в 3 месяца. ТР — 1 раз в 12 месяцев	В соответствии с документацией изготовителя

Продолжение таблицы В.1

Объект обслуживания	Срок проведения работ	Перечень работ
Люк световой (смотровой), монтажный	Не реже 1 раза в 1 месяц	Осмотр и проверка наличия прокладок и утечек нефти/нефтепродукта. Проверка обтяжки и обтяжка болтов и шпилек фланцевых соединений, наличие и целостность шунтирующих перемычек
Люк-лаз	Не реже 1 раза в 1 год. Проверка ингибитора не реже 1 раз в 5 лет	Осмотр и проверка наличия прокладок, отсутствие протечек нефти/нефтепродукта, наличие и целостность шунтирующих перемычек и проверка затяжки болтов фланцевых соединений. Проверка наличия ингибитора коррозии между усиливающим листом и стенкой резервуара
Замерный люк	Каждый раз при использовании, но не реже 1 раза в 1 месяц	Проверка состояния шарнира (крышки) и прокладочных колец
ПРП	Каждый раз при закачке/откачке, но не реже 2 раз в 1 месяц. Проверка ингибитора не реже 1 раза в 5 лет	Осмотр сварных соединений и фланцевых соединений, наличие и целостность шунтирующих перемычек. Проверка наличия ингибитора коррозии между усиливающим листом и стенкой резервуара
Задвижка ПРП	Каждый раз при закачке/откачке, но не реже 2 раз в 1 месяц	Проверка отсутствия течи в сальниках, герметичности фланцевых соединений
Перепускное устройство	Не реже 2 раз в 1 месяц	Проверка плавности открытия-закрытия запорной арматуры
Сифонный кран	Не реже 2 раз в 1 месяц	Проверка отсутствия течи в сальниках крана, плавности поворота крана. Проверка положения приемного отвода в нерабочем/рабочих состояниях. Выполнение ТО в соответствии с инструкцией изготовителя
Воздухоотводчики	Перед пользованием, но не реже 1 раза в 1 месяц	Проверка герметичности фланцевых соединений, наличия плоских заглушек на болтовых соединениях или муфтовых заглушек и отсутствия течей в сальниках. Проверка положения запорной арматуры (нормальное положение — закрыто), наличия заглушек
Система пожаротушения	В соответствии с документацией изготовителя и инструкцией по эксплуатации. Проверка наличия фланцевых/резьбовых заглушек на всех патрубках, установленных на СПТ и СВО, через которые при открытии запорной арматуры возможен выход нефти/нефтепродукта. Проверка положения запорной арматуры (нормальное положение — закрыто)	
Датчик (типа мановакуумметр) для контроля давления в паровоздушном пространстве под стационарной крышей резервуара	В соответствии с документацией изготовителя и инструкцией по эксплуатации	

Продолжение таблицы В.1

Объект обслуживания	Срок проведения работ	Перечень работ
Установка газового пожаротушения (при наличии)	Осмотр — 1 раз в 1 смену Осмотр — 1 раз в 1 календарный день (за исключением выходных и праздничных дней). ТО — 1 раз в 1 месяц с очисткой насадок от пыли, грязи и наледи. ТО — 1 раз в 3 месяца с проверкой герметичности фланцев, очисткой, продувкой и восстановлением АКП (при необходимости)	Порядок технического обслуживания в соответствии с инструкцией по эксплуатации автоматической системы газового пожаротушения
СКНР	2 раза в 1 год — весной и осенью, а также: - после устранения замечаний по предыдущему техническому обследованию; - при нарушениях технологического процесса перекачки нефти/ нефтепродуктов и т. п.	Проведение работ по обслуживанию в соответствии с руководством по эксплуатации
СРДО	В соответствии с инструкцией по эксплуатации	Проведение работ по обслуживанию в соответствии с инструкцией по эксплуатации. Контрольный пуск с целью проверки целостности и пропускной способности системы
Размывающее устройство	Постоянно при работе размывающих устройств	Контроль показателей в соответствии с АРМ оператора НПС
	Не реже 1 раза в 6 месяцев	В соответствии с документацией изготовителя и инструкцией по эксплуатации.
Лестница шахтная (маршевая)	Перед пользованием, но не реже 1 раза в 1 месяц	Контроль исправности болтовых соединений, АКП, отсутствия посторонних предметов в зоне прохода, удаление наледи в осенне-зимний период
Основание и фундамент, защитное ограждение (обвалование) резервуара	В первые 5 лет эксплуатации — 1 раз в год, в последующем — при техническом диагностировании	Контроль осадки основания, проведение нивелирования окрайки днища резервуара, фундамента, защитного ограждения (обвалования) резервуара
Защитное ограждение	Ежегодно в течение 2 лет после ввода в эксплуатацию резервуара. Не реже 2 раз в 1 месяц	Осмотр защитных ограждений с железобетонным покрытием на наличие трещин и выносов грунта из-под железобетонных конструкций. Проверка наличия растительного покрытия на защитных ограждениях (обвалованиях), при необходимости скашивание с удалением скошенной массы до ее высыхания и восстановление просевших мест. Удаление растительности на территории защитного ограждения со щебеночным покрытием с применением гербицидов

Окончание таблицы В.1

Объект обслуживания	Срок проведения работ	Перечень работ
Анкерные крепления резервуара	Осмотр — 1 раз в 1 год	Проверка и протяжка крепления гаек и контргаек
Переходные лестницы через защитные ограждения	ТО — 2 раза в 1 год	Восстановление АКП, разрушенных и поврежденных бетонных и металлических элементов, проверка наличия заземления металлических конструкций лестниц на общий контур заземления
Узел обнаружения утечек	Осмотр 1 раз в 1 месяц. ТО — 1 раз в 6 месяцев	Осмотр с проверкой наличия искробезопасной прокладки крышки, проверка наличия утечек нефти/нефтепродуктов/воды. При ТО — удаление воды (при наличии)
Дождеприемный колодец с хлопушкой	Осмотр 1 раз в 3 месяца. Удаление воды (при наличии) из колодца с открытием хлопушки — по необходимости	Проверка состояния крышки колодца, датчика стационарной системы контроля загазованности непрерывного действия или контрольного прибора по обнаружению наличия нефти/нефтепродуктов. Проверка наличия воды в колодце. Нормальное положение хлопушки — «закрыто». Осмотр ручной лебедки для открытия хлопушки, расположенной на площадке узла управления хлопушкой. Проверка работоспособности храповика с собачкой, наличие смазки в червячной паре, состояние троса привода хлопушки. Проверка исправности хлопушки, на открытие/закрытие
Колодец с задвижкой	Осмотр — 1 раз в 1 месяц. ТО — 1 раз в 3 месяца	Выполнение контрольного цикла открытия/закрытия задвижки. Проверка правильности показаний указателя «открыто/закрыто» задвижки. Проверка герметичности задвижки, наличия воды в колодце. Выполнение ТО согласно инструкции по эксплуатации, включая электропривод
Колодец с гидрозатвором	Осмотр — 1 раз в 1 месяц. ТО — 1 раз в 6 месяцев	Проверка исправности гидрозатвора. Удаление посторонних предметов. При ТО проверка исправности гидрозатворов (заделка раструбов гидрозатвора), штукатурка колодцев. Подготовка к осенне-зимнему периоду согласно инструкции по эксплуатации с утеплением колодцев
Репер	Перед проведением геодезических измерений в защитном ограждении резервуара	Проверка высотной отметки репера относительно государственной сети
	ТО — 1 раз в 1 год	Очистка от загрязнений, проверка наличия искробезопасных прокладок на крышках, восстановление обозначений и АКП при необходимости

В.2 Перечень работ при техническом обслуживании и текущем ремонте резервуара типа РВСП

Таблица В.2 — Перечень работ при техническом обслуживании и текущем ремонте резервуара типа РВСП

Объект обслуживания	Сроки проведения работ	Перечень работ
Резервуар в целом и его оборудование, основание, фундамент и защитное ограждение (обвалование) резервуара	В соответствии с таблицей В.1	
Понтон алюминиевый (полноконтактный/поплавковый) и понтон стальной с открытыми отсеками	2 раза в 1 год	Проверка наличия нефти/нефтепродуктов на поверхности понтона, состояния заземляющих кабелей понтона, поддерживающего троса, включая места крепления на крыше. Осмотр состояния уплотнительного затвора, направляющей, правоповоротных устройств
Вентиляционный патрубок с ОП (при наличии)	Вентиляционный патрубок — 2 раза в 1 год. ОП — не реже 1 раза в 1 месяц в весенне-летний период	Проверка целостности кассеты ОП, плотности прилегания кассеты к прокладке в корпусе, плотности и непроницаемости корпуса ОП и фланцевых соединений (при необходимости). Выполнение ТО в соответствии с инструкцией изготовителя

В.3 Перечень работ при техническом обслуживании и текущем ремонте резервуара типа РВСПК

Таблица В.3 — Перечень работ при техническом обслуживании и текущем ремонте резервуара типа РВСПК

Наименование объекта обслуживания	Сроки проведения работ	Перечень работ
Резервуар в целом и его оборудование, основание, фундамент и защитное ограждение (обвалование) резервуара	См. таблицу В.1, кроме систем газового пожаротушения	
Кольцо жесткости (дополнительные кольца жесткости при наличии)	2 раза в 1 год	Проверка внешнего состояния на наличие возможных трещин, дефектов АКП
Плавающая крыша. Центральная часть	Ежедневно, в светлое время суток	Проверка положения плавающей крыши, наличия нефти/нефтепродуктов на поверхности плавающей крыши, состояния заземляющих перемычек плавающей крыши, состояния элементов кольцевого уплотняющего затвора и затвора направляющей стойки. Зимой — проверка наличия и равномерности распределения снежного покрова на плавающей крыше
Короба плавающей крыши	1 раз в 1 квартал	Проверка наличия отпотин или нефти/нефтепродуктов в коробах и отсеках между коробами через открытые крышки люков всех коробов и отсеков между коробами
Люк световой (монтажный)	1 раз в 1 месяц	Проверка состояния прокладок и затяжки болтов фланцевых соединений

Окончание таблицы В.3

Наименование объекта обслуживания	Сроки проведения работ	Перечень работ
Лестница шахтная (маршевая). Площадка-переход	Перед пользованием, но не реже 1 раза в 1 месяц	Контроль исправности болтовых соединений, АКП, отсутствия посторонних предметов в зоне прохода, удаление снега и наледи в осенне-зимний период
Лестница катучая и пути лестницы катучей	Каждую смену или перед каждым заполнением-опорожнением	Контроль состояния верхнего узла осей вращения, заземляющих перемычек, состояния колес, ступеней. Зимой удаление наледи на лестнице катучей и на путях лестницы катучей
Ферма опорная лестницы катучей	1 раз в 1 неделю	Контроль элементов фермы опорной на наличие деформации и возможных трещин в сварных соединениях
Водоспуск	Ежедневно	Проверка работоспособности запорной арматуры закрытием на несколько витков, с последующим открытием. Проверка отсутствия выхода нефти/нефтепродуктов из открытой арматуры водоспуска
	1 раз в 1 месяц	Очистка водоприемного отверстия от мусора и наледи со снятием защитного колпака и проверкой сварных соединений на наличие возможных трещин согласно руководству по эксплуатации
	2 раза в 1 месяц	Проверка отсутствия течи в сальниках, через резьбовые и фланцевые соединения, плавность поворота штурвала задвижки при полном цикле открытия/закрытия
Ливнеприемники водоспусков, в том числе, аварийные	Ежедневно	Проверка технического состояния сетки ливнеприемника. По мере засорения сетки очистка от пыли, грязи, зимой — от обледенений
ОП	1 раз в 1 месяц	Проверка целостности кассеты ОП, плотности прилегания кассеты к прокладке в корпусе, плотности и непроницаемости корпуса ОП и фланцевых соединений. Выполнение ТО ОП в соответствии с документацией изготовителя. Демонтаж ОП при температуре наружного воздуха ниже 0 °С и монтаж при наступлении положительных температур наружного воздуха
Затвор у направляющей стойки	2 раза в 1 год	Проверка степени износа трущихся поверхностей и при необходимости замена изношенных деталей
Затвор уплотняющий	В соответствии с инструкцией по эксплуатации. 2 раза в 1 год	Выполнение ТО в соответствии с инструкцией изготовителя, в том числе: - проверка технического состояния мембраны, пружин и рычагов затвора, степени износа трущихся частей затворов, элементов уплотнения; - проверка плотности прилегания вторичного уплотнения затвора к стенке резервуара; - при необходимости замена изношенных деталей
	1 раз в 1 месяц	Осмотр и удаление следов нефти с поверхности плавающей крыши и погодозащитных козырьков. Удаление скоплений воды, пыли и грязи на погодозащитном козырьке затвора

Приложение Г
(рекомендуемое)

Форма графика технического обслуживания и ремонта дыхательных и предохранительных клапанов

Утверждаю

Главный инженер организации,
эксплуатирующей резервуары

_____ И.О. Фамилия

«_____»_____ 20_____ г.

График ТО и ремонта дыхательных и предохранительных клапанов РП _____

на 20_ год

№ п/п	Тип, номер резервуара (номинальный объем), на котором установлен клапан	Тип клапана	Номер изготовителя клапана	Год установки	Год последнего КР	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Примечания
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19

Главный механик _____ И.О. Фамилия

Начальник отдела эксплуатации _____ И.О. Фамилия

Заместитель начальника объекта МТ _____ И.О. Фамилия

Примечание — В графах месяцев записывают вид обслуживания или ремонта: ТО1 — техническое обслуживание; ТО2 — сезонное техническое обслуживание; ТР — текущий ремонт, КР — капитальный ремонт.

Приложение Д
(рекомендуемое)

Форма технологической карты эксплуатации резервуаров

Утверждаю

Главный инженер организации,
эксплуатирующей резервуары

_____ И.О. Фамилия

«_____»_____ 20_____ г.

Технологическая карта эксплуатации резервуаров для нефти/нефтепродуктов _____
по состоянию на «____» _____ 20____ г.

№ п/п	Наименование объекта МТ	Тип резервуара	Номер резервуара по технологической схеме	Наименование (марка) хранимого продукта	Температура хранимого продукта (максимум и минимум)	Абсолютная отметка днища	Базовая высота	Параметры резервуара			Оборудование резервуара										
								Высота стенки	Диаметр	Объем по строительному номиналу	Тип, количество, производительность дыхательных клапанов (вентиляционных патрубков)			Тип, количество, производительность предохранительных клапанов			Марка, количество, производительность аварийных клапанов			Система размыва, минимальный допустимый уровень взлива при размыве	Тип уровнемера
					°С	м	см	м	м	тыс. $м^3$	тип	шт.	$м^3/ч$	тип	шт.	$м^3/ч$	марка	шт.	$м^3/ч$	тип/см	тип
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
	Итого																				

Продолжение технологической карты

Марка пробоотборника и количество точек отбора		Расстояние от днища до верхней образующей ПРП	Количество ПРП	Тип ПРУ		Система подогрева продукта с указанием $H_{макс.подогр.}$ (при наличии)	Максимальная допустимая производительность закачки резервуара	Конструкционная высота	Номер технологической группы	Расчетная производительность закачки резервуара	Верхний аварийный уровень	Объем по верхнему аварийному уровню	Верхний допустимый уровень взлива*	Объем по верхнему допустимому уровню взлива*	Нормативный уровень верхний*	Объем по нормативному уровню верхнему*	Нижний аварийный уровень	Объем по нижнему аварийному уровню	Нижний допустимый уровень взлива
				$H_{щПРУ}$	$H_{щ.тр.об}$														
тип	шт.	см	шт.	м	м	м	$м^3/ч$	см	—	$м^3/ч$	см	тыс. $м^3$	см	тыс. $м^3$	см	тыс. $м^3$	см	тыс. $м^3$	см
23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42

Окончание технологической карты

Объем по нижнему допустимому уровню взлива*	Нормативный уровень нижний*	Объем по нормативному уровню нижнему (технологический остаток)*	Уровень аварийного запаса*	Объем по уровню аварийного запаса* (35–48)	Объем аварийного запаса*	Товарный объем РП без учета объема, выведенного из технологии* (39—45)	Коэффициент использования емкости РП без учета выведенной из технологии (49/11)	Товарный объем РП, выведенный из технологии				Товарный объем РП с учетом объема, выведенного из технологии (49—54)	Коэффициент использования товарного объема РП с учетом объема, выведенного из технологии (55/11)
								В зачистке, диагностике, ремонте	Снижение объемов из-за дефектов	Выведенная из эксплуатации	Всего		
тыс. $м^3$	см	тыс. $м^3$	см	тыс. $м^3$	тыс. $м^3$	тыс. $м^3$	–	тыс. $м^3$	тыс. $м^3$	тыс. $м^3$	тыс. $м^3$	тыс. $м^3$	—
43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56
* Указывают с учетом технологических особенностей эксплуатации РП.													

Подписи ответственных лиц организации, эксплуатирующей резервуары

_____ И.О. Фамилия

_____ И.О. Фамилия

Приложение Е
(обязательное)

Форма журнала учета установки заглушек

Журнал учета установки заглушек

Наименование объекта _____

Адрес объекта _____

_____

инициалы и должность лица, ответственного за ведение журнала

№ п/п	Номер заглушки	*DN*	*PN*, МПа	Толщина, мм	Место установки (резервуар, трубопровод, задвижка)	Дата монтажа	И.О. Фамилия и подпись ответственного за монтаж	Дата демонтажа	И.О. Фамилия и подпись ответственного за демонтаж

Приложение Ж
(рекомендуемое)

Форма журнала обхода объекта магистрального трубопровода

Журнал[1)]

обхода объекта _____

№ п/п	Дата, время осмотра	Должность, И.О. Фамилия производившего осмотр	Осмотренные объекты	Выявленные замечания	Ответственный за устранение замечаний	Принятые меры по устранению замечаний	Дата устранения, подпись ответственного за устранение замечаний

[1)] К журналу прикладывают график осмотра оборудования специалистами и схему маршрута движения при обходе.

Приложение И
(рекомендуемое)

Форма журнала проведения работ по размыву и удалению донных отложений из резервуара

	Тип резервуара и технологический номер			
	Тип и количество устройств размыва			
	Дата и время проведения размыва	в соответствии с план-графиком		
		фактические	Начало	
			Окончание	
		Продолжительность, ч		
	Результаты измерения уровня	до размыва	донных отложений, мм	
			подтоварной воды, мм	
		после размыва	донных отложений,мм	
			подтоварной воды, мм	
	Откачка донных отложений	Направление и технология откачки		
		Дата и время начала откачки		
		Уровень нефти до откачки, мм		
		Дата и время окончания откачки, мм		
		Уровень нефти после откачки, м		
	Параметры нефти после размыва	Производительность откачки, $м^3/ч$		
		Массовая доля воды, %		
		Массовая доля серы, %		
		Массовая концентрация хлористых солей, $мг/дм^3$		
	Примечание: причина отклонения (несоблюдение плана-графика, отсутствие откачки и т. п.)			
	И.О. Фамилия, подпись оператора, выполнившего запись			

Приложение К
(обязательное)

Форма паспорта на резервуар

К.1 Форма титульного листа

Утверждаю

Главный инженер
эксплуатирующей организации,

_____ И.О. Фамилия

«_____»_____ 20_____ г.

ПАСПОРТ

резервуара для нефти/нефтепродуктов

_____

наименование организации, эксплуатирующей резервуар

_____

тип резервуара

_____

номинальный объем, $м^3$

_____

технологический номер

_____

инвентарный номер

_____

дата ввода в эксплуатацию

_____

дата составления паспорта

К.2 Форма основной части

1[1] Общие проектные сведения о резервуаре

№ п/п	Наименование	Примечание
1	2	3
1	**Основные технические данные**	
1.1	Объем по строительному номиналу, $м^3$	
1.2	Внутренний диаметр, мм	
1.3	Высота стенки, мм	
1.4	Базовая высота (при вводе в эксплуатацию), мм	
1.5	Масса резервуара, т	
1.6	Назначение резервуара	
1.7	Продукт	
1.8	Вид нефтепродукта (марка)	
1.9	Плотность продукта при температуре 20 °С, $кг/м^3$	
1.10	Вязкость для нефти при температуре 20 °С, сСт	
1.11	Температура вспышки, °С	
1.12	Массовая доля серы для нефти, %	
1.13	Максимальный уровень взлива продукта по проектной документации, м	
1.14	Максимальный уровень взлива воды при испытаниях, м	
1.15	Высота до конструктивного элемента на стенке, от которого ведется расчет уровней взлива, м	
1.16	Нормативное значение ветрового давления по проектной документации, кПа	
1.17	Расчетная снеговая нагрузка по проектной документации на резервуар, $кг/м^2$	
1.18	Интенсивность сейсмического воздействия по шкале MSK-64, балл	
1.19	Количество циклов нагружения в год по проектной документации, цикл/год	
1.20	Метод монтажа резервуара	Полистовой/рулонный
1.21	Тип лестницы для подъема на резервуар	Шахтная/маршевая (кольцевая)
1.22	Межремонтный интервал, лет	
1.23	Назначенный срок службы, лет	
1.24	Разработчик проектной и рабочей документации на строительство	
1.25	Разработчик, разработавший рабочие чертежи марки КМ и КМД (деталировочные)	
1.26	Шифр проектной и рабочей документации	
1.27	Изготовитель металлоконструкций резервуара	
1.28	Разработчик ППР на устройство основания и фундамента резервуара	

[1] Приведена нумерация отдельного документа, а не приложения к настоящему документу.

Продолжение таблицы

№ п/п	Наименование	Примечание
1	2	3
1.29	Разработчик ППР на монтаж металлоконструкции резервуара	
1.30	Строительно-монтажная организация, выполнившая устройство основания и фундамент резервуара	
1.31	Дата начала устройства основания и фундамента резервуара	
1.32	Дата окончания устройства основания и фундамента резервуара	
1.33	Строительно-монтажная организация, выполнившая монтаж металлоконструкций резервуара	
1.34	Дата начала монтажа металлоконструкций резервуара	
1.35	Дата окончания монтажа металлоконструкций резервуара	
1.36	Допустимые отклонения от проектной документации	Перечень отклонений (при наличии)
1.37	Даты начала и окончания испытаний резервуара и результаты испытаний	
2	**Сведения о проведении ремонта, реконструкции, технического перевооружения резервуара**	
2.1	Вид работ	Ремонт/реконструкция/ техническое перевооружение
2.2	Дата ввода в эксплуатацию после проведения ремонта/реконструкции/ технического перевооружения	
2.3	Разработчик проектной и рабочей документации на ремонт/реконструкцию/техническое перевооружение	
2.4	Шифр проектной документации на ремонт/реконструкцию/техническое перевооружение	
2.5	Изготовитель металлоконструкций для ремонта/реконструкции/технического перевооружения резервуара	
2.6	Разработчик ППР на ремонт основания и фундамента резервуара	
2.7	Строительно-монтажная организация, выполнившая ремонт основания и фундамента резервуара	
2.8	Разработчик ППР на ремонт/реконструкцию/техническое перевооружение металлоконструкций резервуара	
2.9	Строительно-монтажная организация, выполнившая ремонт/реконструкцию/техническое перевооружение металлоконструкций резервуара	
3	**Сведения об основании и фундаменте**	
3.1	Конструкция фундамента	
3.2	Толщина грунтовой подушки, мм	
3.3	Ширина бетонного кольца, мм	
3.4	Толщина бетонного кольца, мм	
3.5	Материал гидрофобного слоя	
3.6	Тип погружения свай	
3.7	Количество свай, шт.	

Продолжение таблицы

№ п/п	Наименование	Примечание
1	2	3
3.8	Длина свай, м	
3.9	Сечение свай, мм	
3.10	Наличие сезонно-действующих охлаждающих устройств	Имеются/отсутствуют
3.11	Количество сезонно-действующих охлаждающих устройств, шт.	
4	**Сведения о защитном ограждении для ограничения площади разлива продукта**	
4.1	Вид защитного ограждения	Земляной/железобетонный
4.2	Размеры защитного ограждения (длина/ширина/высота), м	
4.3	Тип защитного ограждения	
4.4	Внутренние ограждения между резервуарами в группе	Имеются/отсутствуют
4.5	Высота внутренних ограждений между резервуарами в группе, м	
4.6	Тип покрытия внутри защитного ограждения (обвалования)	
4.7	Количество лестниц-переходов, шт.	
4.8	Тип защиты грунта от разлива продукта при нарушении герметичности	
5	**Сведения о днище резервуара**	
5.1	Масса днища, т	
5.2	Форма днища резервуара	
5.3	Уклон днища	
5.4	Величина уклона днища резервуара	
5.5	Метод монтажа днища	Полистовой/рулонный
5.6	**Сведения о частях днища резервуара**	
5.6.1	**Центральная часть днища резервуара**	
5.6.1.1	Абсолютная отметка центра резервуара, м	
5.6.1.2	Толщина металла центральной части днища, мм	
5.6.1.3	Марка стали центральной части днища	
5.6.1.4	Приямок	Имеется/отсутствует
5.6.1.5	Количество приямков, шт.	
5.6.1.6	Размеры приямков, мм	
5.6.2	**Окрайка днища резервуара**	
5.6.2.1	Абсолютная отметка верха окрайки в Балтийской системе высот, м	
5.6.2.2	Толщина металла окрайки днища, мм	
5.6.2.3	Марка стали окрайки днища	
6	**Сведения о стенке резервуара**	
6.1	Масса стенки, т	
6.2	Количество поясов стенки, шт.	

Продолжение таблицы

№ п/п	Наименование		Примечание
1	2		3
6.3	Количество листов в поясе стенки, шт.		
6.4	Длина листа стенки, мм		
6.5	Ширина листа стенки, мм		
6.6	Количество полотнищ стенки (для рулонного типа)		
6.7	Количество монтажных швов стенки (для рулонного типа)		
6.8	I пояс	Толщина металла стенки, мм	
		Марка стали	
6.9	II пояс	Толщина металла стенки, мм	
		Марка стали	
6.10	III пояс	Толщина металла стенки, мм	
		Марка стали	
6.11	IV пояс	Толщина металла стенки, мм	
		Марка стали	
6.12	V пояс	Толщина металла стенки, мм	
		Марка стали	
6.13	VI пояс	Толщина металла стенки, мм	
		Марка стали	
6.14	VII пояс	Толщина металла стенки, мм	
		Марка стали	
6.15	VIII пояс	Толщина металла стенки, мм	
		Марка стали	
6.16	IX пояс	Толщина металла стенки, мм	
		Марка стали	
6.17	X пояс	Толщина металла стенки, мм	
		Марка стали	
6.18	XI пояс	Толщина металла стенки, мм	
		Марка стали	
6.19	XII пояс	Толщина металла стенки, мм	
		Марка стали	
6.20	Конструкция опорного (ветрового) кольца		
6.21	Размеры опорного (ветрового) кольца, мм		
6.22	Теплоизоляция стенки резервуара		Имеется/отсутствует
6.23	Конструкция теплоизоляции		
6.24	Теплоизолирующий материал стенки резервуара		

Продолжение таблицы

№ п/п	Наименование		Примечание
1	2		3
6.25	Толщина теплоизоляции стенки резервуара		
6.26	Кронштейны для измерения отклонений образующих стенки от вертикали		Имеются/отсутствуют
6.27	Количество кронштейнов для измерения отклонений образующих стенки от вертикали, шт.		
6.28	Величина выступа кронштейнов от стенки резервуара, мм		Ведомость прилагается
7	**Сведения о крыше резервуара**		
7.1	**Стационарная крыша**		
7.1.1	Вид крыши		
7.1.2	Масса крыши, т		
7.1.3	Изготовитель металлоконструкций крыши		
7.1.4	Материал крыши		Алюминиевый сплав/сталь
7.1.5	Марка материала крыши		
7.1.6	Толщина настила крыши, мм		
7.1.7	Наличие теплоизоляции крыши		
7.1.8	Теплоизолирующий материал крыши		
7.1.9	Толщина теплоизоляции крыши, мм		
7.2	**Плавающая крыша**		
7.2.1	Конструкция плавающей крыши		
7.2.2	Масса плавающей крыши, кг		
7.2.3	Высота кольцевого листа плавающей крыши, мм		
7.2.4	Диаметр плавающей крыши, мм		
7.2.5	Верхняя дека	Толщина настила плавающей крыши, мм	
		Марка стали настила плавающей крыши	
7.2.6	Нижняя дека	Толщина настила плавающей крыши, мм	
		Марка стали настила плавающей крыши	
7.2.7	Количество коробов плавающей крыши, шт.		
7.2.8	Количество стоек плавающей крыши, шт.		
7.2.9	Тип стоек плавающей крыши		
7.2.10	Минимальное расстояние от днища до низа плавающей крыши, мм		
7.2.11	Изготовитель водоспусков плавающей крыши		
7.2.12	Номинальный диаметр водоспусков плавающей крыши, мм		
7.2.13	Количество водоспусков плавающей крыши, шт.		
7.2.14	Срок службы водоспусков плавающей крыши, лет		
7.2.15	Количество рабочих циклов водоспусков плавающей крыши		

Продолжение таблицы

№ п/п	Наименование	Примечание
1	2	3
7.2.16	Наличие аварийных водоспусков плавающей крыши	
7.2.19	Номинальный диаметр аварийных водоспусков плавающей крыши	
7.2.20	Количество аварийных водоспусков плавающей крыши, шт.	
7.2.21	Предохранительные клапаны плавающей крыши	Имеются/отсутствуют
7.2.22	Диаметр предохранительных клапанов плавающей крыши, мм	
7.2.23	Количество предохранительных клапанов плавающей крыши, шт.	
7.2.24	Количество направляющих стоек плавающей крыши, шт.	
7.2.25	Диаметр направляющих стоек плавающей крыши, мм	
7.2.26	Зазор между направляющей стойкой и плавающей крышей, мм	
7.2.27	Зазор между плавающей крышей и стенкой резервуара, перекрываемый затвором, мм	
7.2.28	Высота от днища резервуара до нижней поверхности плавающей крыши в эксплуатационном положении, м	
7.2.29	Высота от днища резервуара до нижней поверхности плавающей крыши в ремонтном положении, м	
7.2.30	Высота от днища резервуара до нижней поверхности плавающей крыши в положении для нанесения антикоррозионного покрытия, м	
8	**Сведения о понтоне**	
8.1	Тип понтона	
8.2	Изготовитель понтона	
8.3	Масса понтона, кг	
8.4	Диаметр понтона, мм	
8.5	Номер понтона изготовителя	
8.6	Дата изготовления понтона	
8.7	Дата ввода в эксплуатацию понтона	
8.8	Срок службы понтона, лет	
8.9	Количество опорных стоек понтона, шт.	
8.10	Количество периферийных опорных стоек понтона, шт.	
8.11	Предохранительные клапаны понтона	Имеются/отсутствуют
8.12	Диаметр (размер) предохранительных клапанов понтона, мм	
8.13	Количество предохранительных клапанов понтона, шт.	
8.14	Зазор между понтоном и стенкой резервуара, перекрываемый затвором, мм	
8.15	Высота от днища резервуара до нижней поверхности понтона в эксплуатационном положении, м	

Продолжение таблицы

№ п/п	Наименование	Примечание
1	2	3
8.16	Высота от днища резервуара до нижней поверхности понтона в ремонтном положении, м	
8.17	Высота от днища резервуара до нижней поверхности понтона в положении для нанесения антикоррозионного покрытия, м	
9	**Сведения о затворе понтона, плавающей крыши**	
9.1	Тип (марка) затвора	Мягкий/ комбинированный
9.2	Изготовитель затвора	
9.3	Дата изготовления	
9.4	Дата ввода в эксплуатацию	
9.5	Назначенный срок службы, лет	
10	**Сведения о системе для подогрева продукта**	
10.1	Тип подогревателя	
10.2	Способ подогрева	
10.3	Теплоноситель в системе подогрева продукта	Масло/вода/водяной пар
10.4	Температура теплоносителя °С	
10.5	Рабочее давление в системе подогрева, МПа	
10.6	Диаметр подводящего трубопровода, мм	
11	**Сведения о системе сокращения потерь продукта**	
11.1	Тип системы	
11.2	Количество, тип резервуаров, подключенных к системе	
11.3	Газосборная емкость	Имеется/отсутствует
11.4	Объем газосборной емкости, $м^3$	
12	**Сведения о геодезических реперах**	
12.1	Наличие геодезического репера	
12.2	Абсолютная отметка геодезического репера в Балтийской системе высот, м	
13	**Сведения о производственно-дождевой канализации**	
13.1	**Дождеприемные колодцы с хлопушкой**	
13.1.1	Материал	
13.1.2	Количество, шт.	
13.1.3	Контрольный прибор обнаружения наличия нефти (загазованности)	Имеется/отсутствует
13.1.4	Тип (марка)	
13.2	**Запорное устройство (хлопушка)**	
13.2.1	Изготовитель запорного устройства	

Окончание таблицы

№ п/п	Наименование	Примечание
1	2	3
13.2.2	Тип (марка) запорного устройства	
13.2.3	Блок управления запорным устройством	Имеется/отсутствует
13.2.4	Количество запорных устройств, шт.	
13.2.5	Срок службы запорных устройств, лет	
13.2.6	Электроприводная задвижка на выпуске канализации из защитного ограждения	Имеется/отсутствует
13.2.7	Типа размер, марка, материал задвижки	
13.2.8	Тип (марка) электропривода	
13.2.9	Дренажные трубы, диаметр, мм/длина, м	

2 Антикоррозионная защита резервуара

№ п/п	Защищаемая поверхность (днище, крыша, стенка, пояса стенки)	Сторона защищаемой поверхности (внутренняя/наружная)	Покрытие (материал, толщина по каждому слою)	Тип внутреннего покрытия (нормальное, усиленное, особо усиленное)	Электрохимическая защита (тип оборудования, количество протекторов, станций катодной защиты)
1	2	3	4	5	6

3 Сведения об установленном оборудовании

№ п/п	Наименование оборудования	Тип (марка) оборудования, количество, шт.	Дата изготовления	Дата монтажа	Номер изготовителя	Место установки (трубопровод, пояс стенки, крыша, плавающая крыша, понтон, направляющая стойка)	Изготовитель
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ПРП						
2	ПРУ						
3	Запорная арматура ПРП, вантузная, для выпуска ГВС, зачистного патрубка, перепускное устройство и т. д.						
4	СКНР						
5	СРДО, в том числе винтовые мешалки						
6	Пробоотборник						
7	Кран сифонный						
8	Люк-лазы в первом поясе						
9	Люк-лазы во втором/третьем поясе						
10	Люки световые						
11	Люки смотровые						
12	Люк монтажный						

Окончание таблицы

№ п/п	Наименование оборудования	Тип (марка) оборудования, количество, шт.	Дата изготовления	Дата монтажа	Номер изготовителя	Место установки (трубопровод, пояс стенки, крыша, плавающая крыша, понтон, направляющая стойка)	Изготовитель
1	2	3	4	5	6	7	8
13	Люк замерный						
14	Дыхательные клапаны						
15	Предохранительные клапаны						
16	Аварийный клапан						
17	Предохранительные клапаны плавающей крыши						
18	Вентиляционные патрубки						
19	Сигнализаторы верхнего допустимого уровня						
20	Водоспуск						
21	Уровнемер (измеритель уровня)						
22	Многоточечный датчик средней температуры нефти						
23	Датчик (типа мановакуумметр) для контроля давления в паровоздушном пространстве под стационарной крышей резервуара						
24	Датчик подтоварной воды						
25	Система пожаротушения						
25.1	Пожарные извещатели						
25.2	Пеногенераторы						
25.3	Камеры низкократной пены						
25.4	Мембраны, фильтры						
26	Система охлаждения						
26.1	Запорная арматура						
26.2	Фильтр						
27	Запорная арматура						
28	Система подогрева						

4 Сведения о замене оборудования

№ **п/п**	Наименование, марка оборудования	Номер изготовителя	Место установки (пояс стенки, крыша, плавающая крыша, понтон/направляющая стойка)	Причина замены	Дата замены
1	2	3	4	5	6

5 Периодическая проверка осадки и деформаций фундамента (основания)

№ п/п	Дата	Способ проверки	Результаты проверки (соответствие требованиям НД)	Организация, проводившая проверку	Номер акта (технического отчета)	Место хранения акта (технического отчета)
1	2	3	4	5	6	7

6 Периодическое нивелирование окрайки днища резервуара

№ п/п	Дата	Способ проверки	Результаты проверки (соответствие требованиям НД)	Организация, проводившая проверку	Номер акта (технического отчета)	Место хранения акта (технического отчета)
1	2	3	4	5	6	7

7 Отклонения стенки резервуара от вертикали

№ п/п	Дата	Способ проверки	Результаты проверки (соответствие требованиям НД)	Организация, проводившая проверку	Номер акта (технического отчета)	Место хранения акта (технического отчета)
1	2	3	4	5	6	7

8 Учет отказов элементов резервуара, оборудования при эксплуатации

№ п/п	Дата и время отказа	Элементы резервуара, наименование оборудования	Характер отказа	Причина отказа	Наработка отказавшего элемента после его последнего ремонта
1	2	3	4	5	6

9 Сведения о проведенных ремонтах

№ п/п	Дата начала	Дата окончания	Наименование конструкции, оборудования резервуара	Вид и объем основных работ	Наименование организации, проводившей ремонт	Должность, И.О. Фамилия ответственного за безопасную эксплуатацию	Подпись
1	2	3	4	5	6	7	8

10 Испытания резервуара

№ п/п	Дата испытания	Метод испытания	Результаты испытания	Номер акта
1	2	3	4	5

11 Сведения об авариях резервуара

№ п/п	Дата	Описание аварии	Причины аварии	Место хранения акта об аварии
1	2	3	4	5

12 Сведения о зачистке резервуара

№ п/п	Дата	Причины зачистки (проведение ПТД/ проведение ремонтных (огневых) работ/ периодическая очистка/смена марки нефтепродукта)	Способ зачистки (ручной/ механизированный)	Наименование организации, проводившей зачистку
1	2	3	4	5

13 Сведения о результатах технического диагностирования, мониторинга, экспертиз промышленной безопасности

№ п/п	Дата	Вид технического диагностирования	Организация, проводившая техническое диагностирование	Номер отчета по техническому диагностированию	Количество дефектов по результатам технического диагностирования, шт.								Планируемые даты следующего технического диагностирования согласно регламенту		Заключение по результатам обследования						Дата и регистрационный номер заключения экспертизы промышленной безопасности
					Дефектов стенки		Дефектов днища		Дефектов (крыши, перекрытия)		Прочих дефектов		Частичного обследования	Полного обследования	Годен к эксплуатации без ограничения до (дата)	Годен с ограничением					
					Всего	Требуют немедленного устранения	Всего	Требуют немедленного устранения	Всего	Требуют немедленного устранения	Всего	Требуют немедленного устранения				По сроку до (дата)	По уровню взлива	По снегу	По вакууму	Причина	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22

14 Сведения о проведении поверки/калибровки резервуара

№ п/п	Дата проведения поверки/ калибровки	Дата очередной поверки/ калибровки	Вместимость «мертвой» полости (объем по нижнему аварийному уровню), $м^3$	Значение базовой высоты, мм	Максимальный уровень, до которого проведена поверка/ калибровка, см
1	2	3	4	5	6

15 Сведения о ежегодных измерениях базовой высоты

Дата измерения базовой высоты	Год						
	20__	20__	20__	20__	20__	20__	20__
Значение базовой высоты, мм							

16 Сведения о консервации резервуара

№ п/п	Вид работ по консервации (консервация, переконсервация, расконсервация)	Дата выполнения работ	Шифр проектной документации на консервацию	Наименование ингибитора	Количество ингибитора, кг	Наименование организации-разработчика проектной документации на консервацию резервуара	Наименование организации, проводившей работы по консервации
1	2	3	4	5	6	7	8

17 Сведения о закреплении оборудования при эксплуатации

№ п/п	Должность	И.О. Фамилия лица, ответственного за эксплуатацию	Номер и дата приказа о назначении	Подпись ответственного лица
1	2	3	4	5

18 Учет работы резервуара

№ п/п	Год	20__		20__		20__		20__	
	Месяцы	Количество циклов	Подпись	Количество циклов	Подпись	Количество циклов	Подпись	Количество циклов	Подпись
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Январь								
2	Февраль								
3	Март								
4	Апрель								
5	Май								
6	Июнь								
7	Июль								
8	Август								
9	Сентябрь								
10	Октябрь								
11	Ноябрь								
12	Декабрь								
13	Итого								

19 Учет технического обслуживания

№ п/п	Дата проведения работ	Содержание работ	Должность, И.О. Фамилия и подпись ответственного лица
1	2	3	4

20 Сведения о проверке и заполнении паспорта

№ п/п	Дата	Сведения о проверке и заполнении паспорта, о наличии замечаний	Должность, И.О. Фамилия	Подпись
1	2	3	4	5

21 Перечень технической документации, необходимой для предъявления контролирующим и надзорным органам при проверке сведений, занесенных в паспорт

№ п/п	Наименование документа/документации	Место хранения
1	2	3
1	Проектная и рабочая документация	
2	Приемо-сдаточная документация	
3	Акты гидравлического испытания резервуара	
4	Акты (технические отчеты) проверки осадки основания	

Окончание таблицы

№ п/п	Наименование документа/документации	Место хранения
1	2	3
5	Исполнительные схемы измерения отклонений резервуара от вертикали после гидравлических испытаний и в процессе эксплуатации	
6	Градуировочная таблица	
7	Ежегодные акты измерения базовой высоты	
8	Технические отчеты по техническому диагностированию	

К.3 Пояснения по заполнению паспорта

К.3.1 В раздел 1 вносят сведения из проектной и рабочей документации, градуировочной таблицы и данных фактических измерений. При необходимости изменения сведений в связи с проведенным ремонтом, реконструкцией, техническим перевооружением вносят изменения и листы паспорта заменяют.

К.3.2 Сведения, вносимые в паспорт заполняют в объеме, соответствующем конструктивным особенностям резервуара. При отсутствии необходимости заполнения в графе ставят прочерк.

К.3.3 В 1.6 указывают назначение резервуара в соответствии с участием резервуара в технологических операциях — товарно-коммерческие операции, аварийный сброс или аварийный сброс, совмещенный с товарно-коммерческими операциями.

К.3.4 В 1.7 указывают наименование продукта — нефть/нефтепродукт (при использовании резервуара для нефтепродукта).

К.3.5 В 1.8 указывают конкретный вид нефтепродукта и марку.

К.3.6 В 1.9—1.12 указывают характеристики продукта из проектной документации.

К.3.7 В 3.1 вносят сведения о конструкции фундамента — грунтовая подушка/ железобетонные плиты/монолитное железобетонное кольцо/свайный фундамент/свайный фундамент с вентилируемым подпольем.

К.3.8 В 3.6 указывают тип погружения свай — забивные/буровые/буроопускные.

К.3.9 В 4.2 указывают геометрические размеры защитного ограждения — длина/ширина/высота.

К.3.10 В 4.3 указывают тип защитного ограждения — земляное обвалование/земляное обвалование с щебеночным (гравийным) покрытием/ железобетонное обвалование, ограждающая железобетонная стена/ограждающая железобетонная стена с волноотражающим козырьком/двойная стенка резервуара.

К.3.11 В 4.6 указывают тип покрытия внутри защитного ограждения — щебеночное, грунтовое.

К.3.12 В 4.8 указывают тип защиты грунта от разлива продукта при нарушении герметичности — противофильтрационный экран из полиэтиленовой пленки/глиняный замок/ обетонирование.

К.3.13 В 5.2 указывают форму днища резервуара — плоская/конусная.

К.3.14 В 5.3 указывают сведения об уклоне днища — отсутствует/от периферии к центру/от центра к периферии.

К.3.15 В 6.20 указывают конструкцию опорного (ветрового) кольца — уголок/швеллер/сборное тавровое/ сборное двутавровое.

К.3.16 В 6.23 указывают конструкцию теплоизоляции — съемная/несъемная.

К.3.17 В 7.1.1 указывают вид крыши — бескаркасная коническая/каркасная коническая/сферическая/купольная.

К.3.18 В 7.2.1 указывают сведения о конструкции плавающей крыши — однодечная/двудечная.

К.3.19 В 7.2.9 указывают тип стоек плавающей крыши — постоянной высоты/переменной высоты.

К.3.20 В 8.1 указывают тип понтона — стальной однодечный/стальной двудечный/алюминиевый поплавковый/блочный.

К.3.21 В 10.1 указывают тип подогревателя — змеевиковый/секционный/ кольцевой прямоточный.

К.3.22 В 10.2 указывают способ подогрева — общий подогрев/местный подогрев на входе в ПРУ.

К.3.23 В 11.1 указывают тип системы сокращения потерь продукта — газовая обвязка/газоуравнительная система/установка улавливания легких фракций углеводородов/либо отсутствует.

К.3.24 В 13.1.1 указывают материал дождеприемного колодца с хлопушкой — сталь/железобетон/кирпич.

К.3.25 В раздел 3 вносят сведения об установленном оборудовании. Каждая единица оборудования указывается в отдельной строке таблицы.

К.3.26 В разделах 5, 6 в графе 3 указывают способ проверки в соответствии с видом геодезических измерений — нивелирование/теодолитная съемка/тахеометрическая съемка/лазерное сканирование.

К.3.27 При формировании печатной версии паспорта количество строк таблиц для внесения периодических сведений (о проверке, обслуживании, учете работы) принимают с учетом назначенного срока службы резервуара.

Приложение Л
(справочное)

Форма паспорта комплексного заземляющего устройства резервуара

Паспорт
Заземляющее устройство

Наименование организации, эксплуатирующей резервуар _____

Наименование объекта _____

Год ввода в эксплуатацию _____
дата и номер приказа

Основные технические характеристики

№ п/п	Наименование параметра	Значение по проектной документации
1	Горизонтальные заземлители	
1.1	Форма/материал	
1.2	Глубина прокладки, м	
1.3	Сечение, мм²	
1.4	Длина, м	
2	Вертикальные заземлители	
2.1	Форма/материал	
2.2	Количество, шт.	
2.3	Сечение, мм²	
2.4	Длина, м	

Сведения о ремонтах, испытаниях и измерениях

№ п/п	Дата	Вид работ	Содержание работ	Номер акта/ протокола	И.О. Фамилия производителя работ, организация	Подпись

Сведения о конструктивных изменениях

№ п/п	Дата	Характер изменения	Должность, И.О. Фамилия и подпись
Примечание — В графе «Характер изменения» указывают обоснование изменения, наименование измененного элемента, тип, марку и технические параметры.			

Учет дефектов при эксплуатации

№ п/п	Дата выявления дефекта	Характер и причина возникновения дефекта	Дата устранения дефекта	Примечание

Сведения о результатах обследования, технического диагностирования и технического освидетельствования

№ п/п	Дата	Наименование технической диагностической организации	Заключение, номер отчета	Срок продлен (ММ.ГГГГ)	И.О. Фамилия, подпись лица, ответственного за эксплуатацию

Сведения о техническом состоянии

№ п/п	Наименование параметра	Нормативное значение	Фактическое значение
1	Сопротивление заземляющего устройства, Ом		
2	Коррозионное состояние заземлителей, % от номинального сечения		

Схема заземления

Библиография

[1] MSK-64 Шкала сейсмической интенсивности MSK-1964

[2] Федеральный закон от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»

[3] Федеральный закон от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»

[4] Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»

[5] Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов» (утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 6 ноября 2013 г. № 520)

[6] Требования к антикоррозионным покрытиям резервуаров для хранения авиационных горюче-смазочных материалов (утверждены письмом Государственной службы гражданской авиации Министерства транспорта Российской Федерации от 21 июня 2002 г. № 17.4-34ГА)

[7] Правила организации и осуществления производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте (утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 10 марта 1999 г. № 263)

[8] Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке (утвержден приказом Минпромторга России от 02 июля 2015 г. № 1815)

[9] Федеральный закон от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»

[10] РД 34.37.506—88 Методические указания по водоподготовке и водно-химическому режиму водогрейного оборудования и тепловых сетей

[11] РД 03-606—03 Инструкция по визуальному и измерительному контролю

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

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

[14] Руководство по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов» (утверждено приказом Ростехнадзора от 31 марта 2016 г. № 136)

[15] Правила защиты от статического электричества в производствах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности (утверждены Министерством химической промышленности, Министерством нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности СССР от 31 января 1972 г.)

[16] СО 153-34.21.122—2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений и промышленных коммуникаций

[17] ГН 2.2.5.3532—18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны

[18] Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»

[19] Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Издания шестое и седьмое

[20] Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 019/2011 «О безопасности средств индивидуальной защиты»

[21] Правила противопожарного режима в Российской Федерации (утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 г. № 390)

[22] Правила по охране труда при работе на высоте (утверждены приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 28 марта 2014 г. № 155н)

[23] Правила по охране труда при выполнении электросварочных и газосварочных работ (утверждены приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 23 декабря 2014 г. № 1101н)

[24] Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Требования к производству сварочных работ на опасных производственных объектах» (утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 14 марта 2014 г. № 102)

[25] Федеральный закон от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»

[26] Федеральный закон от 24 июня 1998 г. № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления»

[27] Федеральный закон от 4 мая 1999 г. № 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха»

УДК 621.867.81.068.4:006.354 ОКС 23.020 ОКПД2 25.29

Ключевые слова: резервуары вертикальные цилиндрические стальные, эксплуатация, охрана труда, обслуживание, техническое диагностирование, ремонт

БЗ 11—2019/137

Редактор *Н.А. Аргунова*
Технический редактор *И.Е. Черепкова*
Корректор *О.В. Лазарева*
Компьютерная верстка *Е.А. Кондрашовой*

Сдано в набор 05.11.2019. Подписано в печать 20.11.2019. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 8,84. Уч.-изд. л. 7,40.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ»
для комплектования Федерального информационного фонда стандартов,
117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.

gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru