МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СОВЕТ ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ, МЕТРОЛОГИИ И СЕРТИФИКАЦИИ
(МГС)
INTERSTATE COUNCIL FOR STANDARDIZATION, METROLOGY AND CERTIFICATION
(ISC)

РЕКОМЕНДАЦИИ
ПО МЕЖГОСУДАРСТВЕННОЙ
СТАНДАРТИЗАЦИИ

РМГ 116— 2011

Государственная система обеспечения единства измерений

РЕЗЕРВУАРЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ И НЕФТЕБАЗ

Техническое обслуживание и метрологическое обеспечение в условиях эксплуатации

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2013

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели, основные принципы и основной порядок проведения работ по межгосударственной стандартизации установлены ГОСТ 1.0—92 «Межгосударственная система стандартизации. Основные положения» и ГОСТ 1.2—2009 «Межгосударственная система стандартизации. Стандарты межгосударственные, правила и рекомендации по межгосударственной стандартизации. Правила разработки, принятия, применения, обновления и отмены»

Сведения о рекомендациях

1 РАЗРАБОТАНЫ Федеральным государственным унитарным предприятием «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (ФГУП «ВНИИР»)

2 ВНЕСЕНЫ Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт)

3 Приняты Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 29 ноября 2011 г. № 40)

За принятие проголосовали:

Краткое наименование страны по МК (ИСО 3166) 004—97	Код страны по МК (ИСО 3166) 004—97	Сокращенное наименование национального органа по стандартизации
Армения	AM	Минэкономики Республики Армения
Беларусь	BY	Госстандарт Республики Беларусь
Казахстан	KZ	Госстандарт Республики Казахстан
Кыргызстан	KG	Кыргызстандарт
Молдова	MD	Молдова-Стандарт
Российская Федерация	RU	Росстандарт
Таджикистан	TJ	Таджикстандарт
Узбекистан	UZ	Узстандарт

4 Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 13 декабря 2011 г. № 1054-ст рекомендации по межгосударственной стандартизации РМГ 116—2011 введены в действие в качестве рекомендаций по метрологии Российской Федерации с 1 января 2013 г.

5 ВВЕДЕНЫ ВПЕРВЫЕ

Информация об изменениях к настоящим рекомендациям публикуется в ежегодном указателе «Руководящие документы, рекомендации и правила», а текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящих рекомендаций соответствующее уведомление будет опубликовано в ежемесячном информационном указателе и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет

© Стандартинформ, 2013

В Российской Федерации настоящие рекомендации не могут быть полностью или частично воспроизведены, тиражированы и распространены 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 2
4 Обозначения и сокращения 4
5 Общие положения 4
5.1 Общие положения по организации эксплуатации резервуаров 4
5.2 Организация эксплуатации резервуаров и резервуарных парков 5
5.3 Конструктивные особенности и технические характеристики резервуаров для нефти и нефтепродуктов 6
5.4 Оборудование резервуаров 8
5.5 Резервуарные парки нефтеперекачивающих станций, морских и речных терминалов и нефтебаз 10
6 Техническое использование резервуаров 10
6.1 Эксплуатационная документация 10
6.2 Технологическая карта эксплуатации резервуаров товарных парков 11
6.3 Режим эксплуатации резервуаров 11
6.4 Измерения массы нефти и нефтепродуктов в резервуарах 13
7 Техническое обслуживание и текущий ремонт резервуаров и резервуарных парков 14
7.1 Организация технического обслуживания и текущего ремонта резервуаров и резервуарных парков 14
7.2 Метрологическое обеспечение эксплуатации резервуаров 15
7.3 Техническое обслуживание 16
7.4 Особенности обслуживания резервуаров с высокосернистой нефтью 24
7.5 Техническое обслуживание средств измерений и устройств отбора проб продукта 25
7.6 Предотвращение накопления донных отложений и их размыв 25
7.7 Дренирование подтоварной воды 26
7.8 Обслуживание задвижек, трубопроводов обвязки резервуаров, газоуравнительной системы 26
7.9 Подготовка резервуаров, оборудования, объектов резервуарного парка к эксплуатации в зимний и летний периоды года 26
8 Системы защиты резервуаров и их обслуживание 27
8.1 Молниезащита 27
8.2 Система пожаротушения 28
8.3 Система защиты резервуаров от статического электричества 29
8.4 Система защиты резервуаров от коррозии 30
8.5 Система предупреждений аварий и повреждений 31
8.6 Автоматизированная система управления технологическим процессом резервуарных парков . 32
Приложение А (обязательное) Типы и основные характеристики стальных вертикальных резервуаров . . 34
Приложение Б (обязательное) Параметры железобетонных резервуаров 35
Приложение В (обязательное) Основные характеристики стальных горизонтальных резервуаров (по ГОСТ 17032) 36
Приложение Г (обязательное) Технические характеристики дыхательных клапанов и огневых предохранителей 37
Приложение Д (рекомендуемое) Форма паспорта стального вертикального цилиндрического резервуара . . 40
Приложение Е (рекомендуемое) Форма паспорта железобетонного резервуара 45
Приложение Ж (рекомендуемое) Форма паспорта стального горизонтального цилиндрического резервуара, работающего под давлением не выше 0,07 МПа (0,7 кгс/см^2), без давления 49
Приложение И (рекомендуемое) Форма технологической карты эксплуатации резервуаров товарных парков 51
Библиография 58

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО МЕЖГОСУДАРСТВЕННОЙ СТАНДАРТИЗАЦИИ

Государственная система обеспечения единства измерений

РЕЗЕРВУАРЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ И НЕФТЕБАЗ

Техническое обслуживание и метрологическое обеспечение в условиях эксплуатации

State system for ensuring the uniformity of measurements.
Tanks of main oil lines and oil storage depots.
Maintenance operations and metrological assurance under operating conditions

Дата введения — 2013—01—01

1 Область применения

1.1 Настоящие рекомендации распространяются на следующие типы резервуаров перекачивающих станций, наливных пунктов морских и речных терминалов и нефтебаз в системе магистральных нефтепроводов:

- вертикальные стальные цилиндрические со стационарной крышей;
- вертикальные стальные цилиндрические с понтоном со стационарной крышей;
- вертикальные стальные цилиндрические с плавающей крышей;
- железобетонные цилиндрические, прямоугольные со стационарной крышей;
- железобетонные цилиндрические с понтоном со стационарной крышей;
- железобетонные цилиндрические с плавающей крышей перекачивающих станций, наливных пунктов морских и речных терминалов и нефтебаз в системе магистральных нефтепроводов;
- горизонтальные стальные цилиндрические резервуары.

1.2 Настоящие рекомендации устанавливают:

- общие требования к использованию по назначению, техническому обслуживанию;
- требования к метрологическому обеспечению эксплуатации резервуаров;
- меры по обеспечению безопасного функционирования резервуаров, охраны труда при эксплуатации резервуаров;
- требования к организации и проведению работ персоналом в процессе эксплуатации резервуаров;
- порядок оформления эксплуатационной документации на резервуары.

1.3 Устройство, техническую эксплуатацию, обслуживание резервуаров и оборудования следует осуществлять с учетом настоящих рекомендаций и требований действующих нормативных документов, относящихся к эксплуатации резервуаров и резервуарных парков (нефтебаз).

2 Нормативные ссылки

В настоящих рекомендациях использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 8.346—2000 Государственная система обеспечения единства измерений. Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические. Методика поверки

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

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

Издание официальное

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

ГОСТ 12.1.018—93 Система стандартов безопасности труда. Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования

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

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

ГОСТ 2517—85 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб

ГОСТ 7502—98 Рулетки металлические измерительные. Технические условия

ГОСТ 15140—78 Материалы лакокрасочные. Методы определения адгезии

ГОСТ 15150—69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения, транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды

ГОСТ 16350—80 Климат СССР. Районирование и статистические параметры климатических факторов для технических целей

ГОСТ 17032—2010 Резервуары стальные горизонтальные для нефтепродуктов. Типы и основные размеры

ГОСТ 30852.10—2002[1)] Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 11. Искробезопасная электрическая цепь i

ГОСТ 30852.8—2002[2)] Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 7. Защита вида e

ГОСТ 31385—2008 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия

РМГ 86—2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика выполнения измерений в вертикальных резервуарах в системе магистрального нефтепроводного транспорта. Основные положения

СНиП 2.03.11—85 Защита строительных конструкций от коррозии

СНиП 2.04.09—84 Пожарная автоматика зданий и сооружений

СНиП 2.09.03—85 Сооружение промышленных предприятий

Примечание — При пользовании настоящими рекомендациями целесообразно проверить действие ссылочных документов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящими рекомендациями следует руководствоваться заменяющим (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

3.1 **резервуар:** Стационарная мера вместимости, предназначенная для хранения, приема, отпуска (откачки) и совместно со средствами измерений уровня, температуры и плотности нефти и нефтепродуктов — для измерения их объема и массы.

3.2 **резервуарный парк:** Группа (группы) резервуаров, предназначенных для хранения, приема и откачки нефти и нефтепродуктов.

Примечание — Размещение резервуарного парка осуществляют по технической документации проектной организации.

3.3 **система эксплуатации резервуаров и резервуарных парков:** Совокупность процедур по техническому использованию резервуаров и резервуарных парков по назначению, по их техническому обслуживанию, диагностированию и текущему ремонту.

3.4 **техническое использование резервуаров по назначению:** Комплекс мероприятий по контролю и поддержанию режимов работы магистрального нефтепровода, а также по обеспечению единства измерений количества нефти и нефтепродуктов.

3.5 **техническое обслуживание резервуаров и резервуарных парков:** Работы по поддержанию работоспособности резервуаров и резервуарных парков.

[1)] На территории Российской Федерации действуют ГОСТ 22782.5—78 и ГОСТ 22782.6—81.

[2)] На территории Российской Федерации действует ГОСТ 22782.7—81.

3.6 **текущий ремонт резервуаров:** Работы по восстановлению технико-эксплуатационных характеристик с заменой отдельного оборудования без зачистки резервуара.

3.7 **авария в резервуарном парке:** Внезапный выход (истечение) нефти или нефтепродуктов в результате полного разрушения или частичного повреждения резервуара, его элементов, оборудования и устройств, сопровождаемый одним или несколькими событиями:

- травматизмом со смертельным исходом или с потерей трудоспособности пострадавших;
- воспламенением нефти или нефтепродуктов или взрыв их паров и газов;
- загрязнением любого водотока, реки, озера, водохранилища или любого другого водоема;
- утечкой нефти или нефтепродуктов свыше 10 м^3.

3.8 **«аварийная утечка» в резервуарном парке:** Неконтролируемый выход (истечение) нефти или нефтепродуктов объемом менее 10 м^3 на территории резервуарного парка без признаков событий, указанных в 3.7, но требующий проведения ремонтных работ для обеспечения безопасности дальнейшей эксплуатации объекта.

3.9 **«опасные условия эксплуатации»:** Обстоятельства, выявленные при эксплуатации резервуарного парка или при проведении обследований резервуаров и их оборудования, которые позволяют сделать объективный вывод о возможности возникновения аварий или аварийной утечки.

3.10 **метрологическое обеспечение эксплуатации резервуара:** Комплекс организационно-технических мероприятий, обеспечивающих определение с требуемой точностью количества нефти и нефтепродуктов, и условия поддержания резервуара пригодным для эксплуатации в качестве меры емкости в условиях эксплуатации.

3.11 **верхний аварийный уровень; $H_{в.авар.}$:** Максимальный уровень заполнения, выше которого наполнение резервуара нефтью и нефтепродуктами запрещено по причине конструктивных особенностей и условий эксплуатации.

3.12 **уровень аварийного запаса; $H_а$:** Уровень, обеспечивающий запас вместимости резервуара для приема нефти и нефтепродуктов при аварийных сбросах их из нефтепроводов, предохранительных клапанов от повышения избыточного давления в резервуаре.

Примечание — При достижении уровня аварийного запаса передается предупредительный сигнал и оперативное сообщение на АРМ товарного оператора.

3.13 **верхний допустимый уровень; $H_{в.доп.}$:** Уровень нефти и нефтепродуктов в резервуаре, при достижении которого выполняется автоматическое закрытие задвижки на ПРП резервуара, с целью недопущения превышения верхнего аварийного уровня.

3.14 **верхний нормативный уровень; $H_{в.}$:** Уровень нефти и нефтепродуктов в резервуаре, после достижения которого должны быть выполнены технологические операции по остановке закачки нефти и нефтепродуктов в резервуар.

Примечание — При достижении верхнего нормативного уровня передается предупредительный сигнал и оперативное сообщение на АРМ товарного оператора.

3.15 **нижний аварийный уровень; $H_{н.авар.}$:** Минимальный уровень опорожнения, ниже которого опорожнение резервуара, при его эксплуатации, запрещено по причине конструктивных особенностей и условий эксплуатации резервуара.

3.16 **нижний допустимый уровень; $H_{н.доп.}$:** Уровень продукта в резервуаре, при достижении которого выполняется автоматическое закрытие задвижек на ПРП резервуара, с целью недопущения опорожнения резервуара нижнего аварийного уровня.

3.17 **нижний нормативный уровень; $H_{н.}$:** Уровень продукта, после достижения которого должны быть выполнены технологические операции по остановке откачки из резервуара.

Примечание — При достижении нижнего нормативного уровня передают предупредительный сигнал и оперативное сообщение на АРМ товарного оператора.

3.18 **технологический (эксплуатационный) участок магистрального нефтепровода:** Участок нефтепровода между двумя перекачивающими станциями, работающий в едином гидравлическом режиме.

3.19 **группа резервуаров:** Группа резервуаров (в том числе два или более, имеющих общий коллектор с секущей задвижкой), предназначенных для размещения нефти (нефтепродукта) одного класса и расположенных на геодезических отметках с разницей не более 1 метра.

3.20 **базовая высота резервуара:** Расстояние по вертикали от точки касания днища грузом (лотом) рулетки до верхнего края измерительного люка или до риски в измерительном люке резервуара.

Примечания

1 Базовую высоту резервуара иногда называют высотным трафаретом.

2 Базовая высота резервуара контролирует неизменность исходной (начальной) точки на днище резервуара, начиная с которой определяют его вместимость, измеряют уровень нефти или нефтепродукта и подтоварной воды (при наличии) в резервуаре.

3 Базовую высоту резервуара измеряют ежегодно, результаты измерений оформляют актом, форма которого для вертикальных резервуаров приведена в ГОСТ 8.570, а для горизонтальных — в ГОСТ 8.346.

3.21 **градуировочная таблица на резервуар:** Зависимость вместимости резервуара от уровня его наполнения жидкостью.

Примечание — Данные градуировочной таблицы резервуара соответствуют температуре плюс 20 °С.

3.22 **вместимость резервуара**: Внутренний объем резервуара с учетом внутреннего объема внутренних деталей и поправки на деформацию стенки резервуара под действием гидростатического давления продукта.

3.23 **каре**: Территория внутри обвалования.

4 Обозначения и сокращения

АИС — автоматизированная измерительная система;
АСУ — автоматизированная система управления;
АРМ — автоматизированное рабочее место;
ГПС — государственная противопожарная служба;
ГПСС — генератор пены средней кратности стационарный;
ГУС — гидроуравнительная система;
ЖБР — резервуар железобетонный цилиндрический;
КДС — клапан дыхательный сварной;
КДС-2 — клапан дыхательный совмещенный;
КПГ — клапан предохранительный гидравлический;
КПК — комиссия производственного контроля;
КПР — клапан предохранительный;
ЛПДС — линейная производственная диспетчерская станция;
МДП — местный диспетчерский пункт;
МН — магистральный нефтепровод;
НД — нормативный документ;
НДКМ —клапан незамерзающий дыхательный мембранный;
НПС — нефтеперекачивающая станция;
ПДВК — предельно допустимые выбросы каре;
ПДК — предельно допустимая концентрация;
ППР — проект плана производства работ;
ПРП — приемо-раздаточный патрубок;
РВС — резервуар вертикальный стальной;
РВСП — резервуар вертикальный стальной с понтоном;
РВСПК — резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей;
РНУ — районное нефтепроводное управление;
РП — резервуарный парк;
СКЗ — станция катодной защиты;
СМДК — совмещенный механический дыхательный клапан;
ТОР — техническое обслуживание и ремонт;
ТП — технический проект;
ЭД — эксплуатационная документация;
ЭХЗ — электрохимическая защита.

5 Общие положения

5.1 Общие положения по организации эксплуатации резервуаров

5.1.1 Положения настоящих рекомендаций подлежат выполнению предприятиями, а также сторонними ведомствами и организациями (независимо от их организационно-правовой формы и формы собственности), эксплуатирующими резервуары.

5.1.2 Положения настоящих рекомендаций распространяются на резервуары, сооружаемые по типовым проектам. Для резервуаров, сооружаемых по специальным проектам, имеющих новые конструктивные особенности и технологические параметры, должны быть разработаны дополнения к разделам настоящих рекомендаций, отражающие особенности эксплуатации и метрологического обеспечения указанных резервуаров. При этом употребляемые термины и определения в технологических и эксплуатационных документах на резервуары должны соответствовать настоящим рекомендациям.

5.1.3 На основе и в соответствии с положениями настоящих рекомендаций эксплуатирующая организация и ее структурные подразделения организуют разработку новых или корректировку действующих технических условий, регламентов, производственных инструкций и других документов.

5.1.4 Охрану резервуарного парка предусматривают в составе системы охраны нефтеперекачивающей станции, организованной в соответствии с национальными документами[1)].

5.1.5 Каждый работник предприятия, занимающийся эксплуатацией резервуаров резервуарных парков, несет ответственность за выполнение требований настоящих рекомендаций в пределах возлагаемых на него обязанностей.

5.1.6 Нарушение положений настоящих рекомендаций (в зависимости от степени и характера) влечет за собой ответственность в установленном порядке.

5.1.7 Контроль и ответственность за выполнение настоящих рекомендаций возлагаются на руководителей филиалов, структурных подразделений (НПС, цехов, участков).

5.2 Организация эксплуатации резервуаров и резервуарных парков

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

5.2.2 Эксплуатацию резервуаров и резервуарных парков осуществляют в пределах каждого предприятия собственными силами и силами привлеченных организаций, имеющих лицензии на выполняемые работы.

5.2.3 Организацию эксплуатации резервуаров и резервуарных парков определяет каждое предприятие и отражает в положениях по организации эксплуатации резервуаров и резервуарных парков в целом по предприятию и его филиалам, нефтеперекачивающим и наливным станциям, морским и речным терминалам и нефтебазам.

5.2.4 Основные виды работ (операций) в процессе эксплуатации резервуаров и резервуарных парков:

- определение вместимости и градуировка резервуаров (поверка или калибровка резервуаров);
- периодическая поверка средств измерений уровня, температуры, плотности и т. п., стационарно смонтированных на резервуаре;
- периодическая поверка переносных средств измерений уровня, температуры, плотности и т. п., не смонтированных на резервуаре, применяемых для измерения массы нефти и нефтепродуктов в резервуаре при неисправности или отсутствии средств измерений, стационарно смонтированных на резервуаре;
- оперативно-технологическое обслуживание резервуаров и резервуарных парков (техническое использование резервуаров);
- техническое обслуживание и текущий ремонт резервуарных парков и их отдельных резервуаров.

5.2.5 Персонал, ответственный за техническую эксплуатацию резервуаров и резервуарных парков, обеспечивает:

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

[1)] На территории Российской Федерации действует распоряжение Правительства Российской Федерации (№ 1503-Р от 28.10.95, № 44-Р от 13.01.96, № 892-Р от 08.06.96).

5.2.6 Частичное наружное обследование резервуара проводят не реже одного раза в 5 лет в установленном порядке[1)].

5.2.6.1 При проведении обследования резервуара осуществляют:

- визуальный осмотр всех конструкций с наружной стороны;
- измерение толщины стенки поясов, выступающих окройков днища и настила кровли;
- измерение геометрической формы стенки и нивелирование наружного контура днища;
- проверку состояния основания и отмостков.

5.2.6.2 По результатам обследования устанавливают возможность эксплуатации резервуара с выдачей соответствующего заключения.

5.3 Конструктивные особенности и технические характеристики резервуаров для нефти и нефтепродуктов

5.3.1 Для хранения, приема и отпуска нефти и нефтепродуктов (далее — продукт) применяют резервуары:

- вертикальные цилиндрические;
- железобетонные вертикальные (подземные) цилиндрической и прямоугольной форм;
- стальные горизонтальные цилиндрические.

5.3.2 Для хранения, приема и отпуска продукта могут быть применены стальные вертикальные цилиндрические резервуары с защитной стенкой по ГОСТ 31385.

5.3.3 Конструкция стальных вертикальных резервуаров включает в себя:

- обечайку (стенку), состоящую из отдельных поясов. Пояса соединяются между собой внахлестку или встык. При соединении внахлестку пояса размещаются по ступенчатой схеме, телескопической схеме или по смешанной схеме расположения поясов. При соединении встык внутренние диаметры поясов делают постоянными;
- стационарную крышу конической или сферической формы.

В соответствии с ГОСТ 31385 крыши подразделяются на бескаркасные и каркасные:

- бескаркасные конические крыши рекомендуется применять для резервуаров диаметром не более 12,5 м; бескаркасные сферические крыши — для резервуаров диаметром не более 25 м;
- каркасные конические крыши рекомендуется применять для резервуаров диаметром от 10 до 25 м; каркасные сферические крыши — для резервуаров диаметром от 25 и более;
- днище, формы днищ стальных вертикальных резервуаров могут быть плоскими или коническими с уклоном от центра (выпуклостью, обращенной вверх) или к центру (выпуклостью, обращенной вниз).

5.3.4 Конструкция горизонтальных резервуаров включает в себя:

- обечайку, состоящую из отдельных поясов;
- два днища: переднее и заднее. Форма днища — плоская, коническая, усеченно-коническая и сферическая.

Основные параметры стальных горизонтальных резервуаров приведены в ГОСТ 17032.

В соответствии с НД[2)] форма днища может быть: эллиптическая, полусферическая, плоская неотбортованная, торосферическая, сферическая неотбортованная, коническая отбортованная, присоединенная на болтах.

Примечание — При наличии наклона резервуара нумерацию поясов и днищ осуществляют от опущенного в результате наклона резервуара конца — по ГОСТ 8.346.

5.3.5 Конструкция железобетонных резервуаров включает в себя:

- стенку цилиндрической или прямоугольной формы;
- крышу плоской формы;
- днище сложной геометрической формы, индивидуальное.

5.3.6 Резервуар с защитной стенкой состоит из основного внутреннего резервуара по 5.3.3 и защитного — наружного резервуара, предназначенного для удержания продукта в случае аварии или нарушения герметичности основного (внутреннего) резервуара.

5.3.7 Для сокращения потери продукта при его хранении вертикальные резервуары сооружают с понтоном со стационарной или с плавающей крышей.

---

1) На территории Российской Федерации действует РД 08-95—95.

2) На территории Российской Федерации действует ГОСТ Р 52630—2006.

5.3.8 Основные требования к вертикальным стальным цилиндрическим резервуарам с плавающим покрытием (понтоном или плавающей крышей) и без него приведены в ГОСТ 31385.

Зазор между плавающей крышей (или понтоном) и стенкой резервуара должен быть уплотнен с помощью затвора, материал для его изготовления устанавливают в проектной документации.

5.3.9 Конструкция плавающей крыши (или понтона) должна соответствовать следующим требованиям:

- положение плавающей крыши (или понтона) фиксируют направляющими (одна или две в зависимости от вместимости резервуара). Зазор между направляющими и плавающей крышей (или понтоном) уплотняют затворами;
- плавающая крыша (или понтон) должна иметь опоры. Опоры должны обеспечивать ремонтное и рабочее положения плавающей крыши (или понтона).

5.3.9.1 В ремонтном положении плавающей крыши (или понтона) проводят осмотр днища и внутренних деталей, нивелировку днища и измерения параметров хлопунов при поверке резервуара. Для проведения вышеуказанных процедур высота опор в ремонтном положении плавающей крыши (или понтона) должна быть не менее 1800 мм.

5.3.9.2 Для входа в пространство под плавающей крышей (или понтоном) и его вентиляции на стенке резервуара должен быть предусмотрен люк-лаз (один или два в зависимости от вместимости резервуара) диаметром не менее 600 мм.

5.3.9.3 Для входа в пространство над понтоном при его нижнем положении на стенке резервуара должен быть дополнительный люк-лаз диаметром не менее 600 мм.

5.3.9.4 Резервуары с понтоном негерметичны. Для обеспечения вентиляции газового пространства над понтоном на стационарной крыше или на стенке резервуара должны быть вентиляционные патрубки.

При эксплуатации резервуара отверстия вентиляционных патрубков должны быть закрыты сеткой из нержавеющей стали с ячейками 10 × 10 мм и предохранительными кожухами для защиты от атмосферных осадков.

5.3.9.5 Эксплуатацию и обслуживание плавающей крыши (или понтона) проводят в соответствии с технической документацией на плавающую крышу (или понтон) и инструкцией по их эксплуатации.

5.3.10 Вертикальные резервуары устанавливают на их основаниях.

5.3.10.1 Основание вертикального стального резервуара включает в себя: грунтовую подсыпку, песчаную подушку и гидроизоляционный слой, или резервуар может быть установлен на железобетонное кольцо.

5.3.10.2 Основание резервуара должно быть оснащено каналом от размыва атмосферными водами — обеспечивать беспрепятственный их отвод. Для отвода ливневых вод от основания резервуара вокруг него делают бетонную отмостку.

5.3.11 Размещение резервуаров в резервуарных парках осуществляют по проекту, разработанному проектной организацией.

Площадки для размещения резервуаров при новом строительстве, расширении резервуарных парков или при замене резервуаров выбирают с учетом:

- качества и состояния грунтов, залегающих в основаниях площадки;
- климатических и сейсмических условий района, в котором расположена нефтебаза;
- состояния грунтовых вод и их химического состава;
- допустимых нагрузок на грунт;
- типа основания, который необходимо установить;
- проведенных геологических изысканий.

5.3.12 В соответствии с ГОСТ 31385 вертикальные резервуары, в зависимости от объема хранимого продукта, подразделяют на четыре класса опасности:

- класс I — резервуары объемом более 50000 м^3;
- класс II — резервуары объемом от 20000 м^3 включительно до 50000 м^3, а также резервуары объемом от 10000 до 50000 м^3 включительно, расположенные непосредственно по берегам рек, крупных водоемов и в черте городской застройки;
- класс III — резервуары объемом от 1000 и менее 20000 м^3;
- класс IV — резервуары объемом менее 1000 м^3.

5.3.13 Настоящие рекомендации распространяются на стальные горизонтальные цилиндрические резервуары, относящиеся к группе сосудов (5а, 5б) по НД[1)].

5.3.14 Типы и основные характеристики стальных вертикальных резервуаров приведены в приложении А.

5.3.15 Параметры железобетонных резервуаров приведены в приложении Б.

5.3.16 Типы и основные характеристики стальных горизонтальных резервуаров приведены в приложении В.

5.4 Оборудование резервуаров

5.4.1 Выбор конкретного оснащения резервуаров, расположения оборудования и конструктивных элементов осуществляют в соответствии с проектной документацией.

5.4.2 Дыхательная арматура должна включать в себя дыхательный и предохранительный клапаны, вентиляционные патрубки.

5.4.3 Типы и технические характеристики дыхательных клапанов и огневых предохранителей приведены в приложении Г.

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

Таблица 1

Наименование оборудования	Наличие в резервуаре				
	РВС	РВСП	РВСПК	ЖБР	РГС
Дыхательный клапан	+	—	—	+	+
Предохранительный клапан	+	—	—	+	+
Вентиляционный патрубок	—	+	+	—	—
Огневой предохранитель	+	+	+	+	+
Приемо-раздаточное устройство	—	—	—	+	—
Приемо-раздаточный патрубок[1)]	+	+	+	—	+
Пеногенератор	+	+	+	—	—
Компенсирующая система приемо-раздаточных патрубков	+	+	+	+	+
Пробоотборник стационарный сниженный по ГОСТ 2517[2)]	+	+	+	+	+
Водоспуск с плавающей крыши	—	—	+	—	—
Система орошения резервуара	+	+	+	—	—
Лестницы, площадки, переходы	+	+	+	+	+
Кран сифонный	+	+	+	—	—
Система размыва осадка	+	+	+	+	+
Погружной насос (для откачки остатков нефти и подтоварной воды)	—	—	—	+	+
Люки	+	+	+	+	+
Уровнемер[2)]	+	+	+	+	+
Приборы контроля, сигнализации, защиты	+	+	+	+	+
Преобразователь гидростатического давления жидкости[2)]	+	+	+	+	+
Многозондовый преобразователь температуры нефти[2)]	+	+	+	+	+
Средства измерений температуры продукта в пристеночном слое	+	+	+	+	+

[1)] Приемо-раздаточный патрубок с хлопушкой на РВС следует заменить приемо-раздаточным устройством с поворотной заслонкой.

[2)] Для вновь проектируемых (реконструируемых) резервуаров, предназначенных для применения в составе приемо-сдаточных пунктов (проведение товарообменных операций), наличие оборудования данного вида обязательно.

[1)] На территории Российской Федерации действует ГОСТ Р 52630—2006.

5.4.5 Дыхательная арматура (включающая в себя дыхательный и предохранительные клапаны, вентиляционные патрубки) должна быть установлена на стационарной крыше резервуара и должна обеспечивать проектные размеры внутреннего избыточного давления и вакуума или их отсутствие (для резервуаров с понтоном). В первом случае дыхательную арматуру выполняют в виде совмещенных дыхательных клапанов (клапанов давления и вакуума) и предохранительных клапанов, во втором случае — в виде вентиляционных патрубков.

5.4.5.1 Типы дыхательной арматуры и их технические характеристики приведены в приложении Г.

5.4.5.2 Минимальную пропускную способность дыхательных клапанов, предохранительных клапанов и вентиляционных патрубков вычисляют в зависимости от максимальной производительности приемо-раздаточных операций (включая аварийные условия) по НД[1)]:

- по внутреннему давлению Q', м^3/ч, по формуле

$$Q' = 2{,}71 \cdot M_1 + 0{,}026 \cdot V; \quad (1)$$

- по вакууму Q'', м^3/ч, по формуле

$$Q'' = M_2 + 0{,}22 \cdot V; \quad (2)$$

- вентиляционного патрубка Q''', м^3/ч, по формуле

$$Q''' = M_1 + 0{,}02 \cdot V \quad (3)$$

или

$$Q^{IV} = M_2 + 0{,}22 \cdot V, \quad (4)$$

где M_1 — производительность наполнения резервуара нефтью, м^3/ч;

M_2 — производительность опорожнения резервуара, м^3/ч;

V — полный объем резервуара, включая объем газового пространства под стационарной крышей, м^3.

За значение пропускной способности вентиляционного патрубка принимают максимальное из полученных по формулам (3) и (4).

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

5.4.5.4 Предохранительный клапан настраивают на повышенное давление и пониженный вакуум на (5 %—10 %) по сравнению с дыхательным. Предохранительный гидравлический клапан должен быть наполнен незамерзающей слабоиспаряющейся жидкостью, которая образует гидравлический затвор.

5.4.5.5 Дыхательные и предохранительные клапаны типов НКДМ, КПГ, СМДК, КПР следует заменить на универсальные клапаны типа КДС.

Замену предохранительных клапанов КПГ и КПР проводят только с одновременной заменой дыхательных клапанов.

5.4.5.6 Универсальные клапаны КДС и КДС-2 работают в режиме как дыхательного, так и предохранительного клапана. Описание и технические характеристики клапанов КДС и КДС-2 представлены в приложении Г.

5.4.5.7 Огневые предохранители устанавливают под дыхательными и предохранительными клапанами. При температуре наружного воздуха ниже 0 °С (осенне-зимний период) огневые предохранители необходимо демонтировать. Марки огневых предохранителей и их технические характеристики представлены в приложении В.

5.4.5.8 Тип устанавливаемой дыхательной арматуры определяют в зависимости от конструкции крыши резервуара и давления насыщенных паров хранимого продукта:

- на резервуарах со стационарной крышей (без понтона) при давлении насыщенных паров хранимого продукта ниже 26,6 кПа (200 мм рт. ст.) устанавливают вентиляционные патрубки с огневыми предохранителями;

---

1) На территории Российской Федерации действуют ПБ 03-605—03.

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

- на резервуарах с плавающей крышей (или понтоном) устанавливают вентиляционные патрубки с огневыми предохранителями.

Выбор исполнения дыхательной арматуры осуществляют согласно ГОСТ 15150 в зависимости от климатической зоны по ГОСТ 16350.

5.4.6 На приемо-раздаточном патрубке резервуара предусматривают компенсирующие системы для снижения усилий, передаваемых технологическими трубопроводами на резервуар.

5.4.7 Резервуар с плавающей крышей для отвода ливневых вод должен иметь водопуск.

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

5.4.9 В состав оборудования резервуара также должны входить измерительный и световой люки, люк-лаз и другие люки для установки оборудования (предусмотренные проектной документацией).

5.4.10 Резервуары оснащают сигнализаторами аварийного максимального и минимального уровней продукта.

5.5 Резервуарные парки нефтеперекачивающих станций, морских и речных терминалов и нефтебаз

5.5.1 Полезный объем резервуарных парков нефтепроводов устанавливают в соответствии с требованиями нормативного документа [1].

5.5.2 Резервуары размещают одиночно или группами два или более рядов. Вокруг одиночного резервуара или группы резервуаров делают земляной вал (обвалование). Размеры обвалования, расстояние между резервуарами устанавливают в соответствии с проектной документацией.

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

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

5.5.5 Внутри обвалования резервуаров не допускается:

- временное и постоянное складирование оборудования, вспомогательных материалов, запасных частей и т. п., кроме как на нужды производства ремонтных работ;

- наличие деревьев, кустарников и сухой травы.

Каре обвалования и резервуарный парк в границах обвалования силами обслуживающего персонала ежегодно очищают от сухой травы, поросли деревьев и кустарников.

5.5.6 В производственно-дождевую канализацию из резервуарного парка отводят:

- производственные сточные воды, образующиеся при сбросе подтоварной воды из резервуаров;

- атмосферные воды, образующиеся в период дождей и таяния снега;

- воды, охлаждающие резервуары при пожаре.

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

6 Техническое использование резервуаров

6.1 Эксплуатационная документация

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

- паспорт резервуара с актами на замену оборудования (приложения Д, Е, Ж);

- исполнительная документация на резервуар и на проведение ремонта;

- схема нивелирования основания, акты, протоколы по нивелированию окрайки днища, проводимой в процессе эксплуатации;

- свидетельство о поверке резервуара (или сертификат о калибровке резервуара), к которому прикладывают градуировочную таблицу на резервуар;

- акт ежегодных измерений базовой высоты резервуара;
- технологическая карта эксплуатации резервуара товарных парков (приложение И);
- журнал текущего обслуживания;
- журнал эксплуатации молниезащиты и защиты от статического электричества;
- схема молниезащиты и защиты от статического электричества;
- эксплуатационная документация на оборудование резервуара.

6.2 Технологическая карта эксплуатации резервуаров товарных парков

6.2.1 До заполнения резервуаров и подключения их в технологический процесс транспортирования продукта составляют технологическую карту эксплуатации резервуаров и товарных парков.

6.2.2 Технологическая карта эксплуатации резервуаров РП, составляемая для определения коэффициента использования вместимости резервуарного парка, должна содержать информацию по [1]:

- наименование НПС (ЛПДС);
- тип резервуара;
- номер резервуара по технологической схеме;
- абсолютную отметку днища;
- базовую высоту резервуара;
- параметры резервуара (высота, диаметр, объем по строительному номиналу);
- оборудование резервуара (тип, число, производительность дыхательных и предохранительных клапанов, для РВСП — число вентиляционных патрубков, диаметр огнепреградителей, тип системы размыва и минимальный безопасный уровень при размыве, тип уровнемера);
- номер технологической группы;
- расчетную производительность заполнения (опорожнения) резервуара;
- диаметр и расстояние от днища резервуара до продольной оси ПРП, число ПРП;
- максимально допустимую производительность заполнения (опорожнения) резервуара;
- конструкционную высоту резервуара;
- верхние и нижние: аварийные, допустимые и нормативные уровни налива;
- уровень аварийного запаса;
- вместимость резервуара по верхнему и нижнему: аварийному, допустимому и нормативному уровню налива. При этом вместимость по нижнему уровню соответствует технологическому остатку;
- вместимость резервуара по уровню аварийного запаса;
- товарные вместимости резервуарного парка: без учета выведения резервуаров из технологического процесса и с учетом выведения резервуаров из технологического процесса;
- коэффициент использования вместимости (полезной) для товарных операций.

6.2.3 Технологические карты эксплуатации резервуаров составляют технические службы НПС (ЛПДС) на основании градуировочных таблиц, исполнительной документации на строительство (реконструкцию и капитальный ремонт) резервуаров и резервуарных парков, заключений по результатам обследования, карт технологических режимов работы нефтепроводов.

Технологическую карту подписывает начальник НПС (ЛПДС) и направляет в РНУ.

6.2.4 Порядок составления технологической карты эксплуатации резервуаров товарных пунктов НПС (ЛПДС) приведен в приложении И.

6.3 Режим эксплуатации резервуаров

6.3.1 Заполнение и опорожнение резервуара проводят в пределах параметров, установленных технологической картой (картами).

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

6.3.3 Для обеспечения электростатической безопасности скорость продукта в приемо-раздаточном патрубке при заполнении резервуаров всех типов после затопления струи не должна превышать максимально допустимого значения, приведенного в таблице 2.

Таблица 2 — Максимально допустимая скорость и производительность истечения продукта из резервуаров вместимостью 5000 м^3 и более для обеспечения электростатической безопасности

Диаметр ПРП, мм	Максимально допустимая скорость истечения через один ПРП при полном затоплении струи продукта, м/с	Максимально допустимая производительность истечения через один ПРП при	
		полном затоплении струи продукта, м^3/ч	неполном затоплении струи и при скорости в ПРП не более 1 м/с, м^3/ч
200	10,9	1932	113
300	10,3	2620	253
500	9,4	6641	706
600	9,1	9258	1017
700	8,8	12186	1384

6.3.4 Максимальную производительность заполнения (опорожнения) резервуара, оборудованного дыхательными и предохранительными клапанами или вентиляционными патрубками, устанавливают с учетом максимально возможного расхода через них паровоздушной смеси.

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

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

При необходимости увеличения подачи или откачки продукта из резервуаров пропускную способность дыхательной арматуры приводят в соответствие с новыми условиями.

6.3.5 Заполнение резервуара с плавающей крышей или резервуара с понтоном осуществляют:

- в рабочем положении — от нижнего аварийного уровня $H_{н.авар.}$, вычисляемого по формуле (И.18), до верхнего аварийного уровня, вычисляемого по формуле (И.7);

- в нерабочем положении — от точки касания днища грузом рулетки до верхнего аварийного уровня.

6.3.6 Опорожнение резервуара с плавающей крышей или резервуара с понтоном осуществляют:

- в рабочем положении — от начала опорожнения до нижнего аварийного уровня $H_{н.авар.}$, вычисляемого по формуле (И.18). Опорожнение резервуара может быть произведено со скоростью опускания плавающей крыши (понтона), предусмотренной проектом;

- в нерабочем положении — от посадки плавающей крыши (понтона) на опоры до нижнего аварийного уровня $H_{н.авар.}$, вычисляемого по формуле (И.15) или (И.16). Производительность опорожнения не должна превышать суммарной пропускной способности огневых предохранителей во избежание смятия нижней части плавающей крыши или понтона.

6.3.7 При приеме продукта последовательно в несколько резервуаров проверяют техническое состояние резервуаров и трубопроводов, открывают задвижку у резервуара, в который будут принимать продукт, после этого закрывают задвижку резервуара, в который принимался продукт. Одновременное автоматическое переключение задвижек в резервуарном парке допускается при условии защиты трубопроводов от повышения давления и возможности контроля изменения уровня в резервуаре.

6.3.8 В резервуарах со стационарной крышей поддерживают следующие размеры давления и вакуума (если не установлены другие ограничения в проекте или по результатам технической диагностики):

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

- предохранительные клапаны должны быть отрегулированы на давление 2,3 кПа (230 мм вод. ст.) и вакуум — 0,4 кПа (40 мм вод. ст.);

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

6.3.9 Верхний аварийный уровень $H_{в.авар}$ (см. 3.11) при заполнении резервуара продуктом устанавливают, исходя из:

- конструкционной высоты резервуара (определяемой типом и конструктивными особенностями резервуара);

- необходимости дополнительной вместимости для обеспечения температурного расширения продукта при хранении;

- высоты части плавающей крыши (понтона), находящейся выше поверхности продукта (для резервуаров с плавающей крышей (понтоном)).

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

6.3.10 Уровень аварийного запаса $H_а$ (см. 3.12) устанавливают, исходя из необходимости запаса аварийной вместимости резервуара, необходимого для приема продукта при аварийных сбросах из нефтепроводов, предохранительных клапанов. Размер вместимости резервуара принимают равным одночасовой пропускной способности технологического участка трубопровода.

6.3.11 Вместимость резервуарного парка по верхнему допускаемому уровню $H_{в.доп.}$ (см. 3.13) должна быть рассчитана для приема продукта за время закрывания задвижек ПРП.

6.3.12 Вместимость резервуарного парка по верхнему нормативному уровню $H_а$ (см. 3.14) должна быть рассчитана для приема продукта из трубопровода на время оперативных действий по отключению резервуаров (передача оперативных распоряжений и согласований, остановка перекачки, отключение резервуаров) или переключению приема продукта с одной группы резервуаров на другую и приема продукта, который может поступить в резервуар за время закрывания задвижек на ПРП резервуара при срабатывании защиты по верхнему допустимому уровню заполнения.

6.3.13 Нижний аварийный уровень продукта $H_{н.авар}$ (см. 3.15) в резервуаре является минимальным уровнем, при котором предотвращается кавитация в системе «резервуар-насос» и воронкообразование.

6.3.14 Вместимость резервуарного парка по нижнему допустимому уровню должна быть распечатана для откачки продукта из резервуара на время оперативного действия по отключению резервуара или переключению его для приема продукта с одного резервуара в другой.

6.4 Измерения массы нефти и нефтепродуктов в резервуарах

6.4.1 Измерения массы нефтепродуктов и массы брутто нефти проводят косвенным методом статических измерений в соответствии с положениями РМГ 86.

Нормы погрешности измерений массы нефтепродукта, массы брутто нефти и массы нетто нефти установлены в стандарте[1)].

6.4.2 Массу нефтепродукта и массы брутто нефти (далее — продукта) в резервуаре вычисляют как произведение объема продукта и его плотности, результат измерений которой приведен к условиям измерения объема, или объема и плотности продукта, результаты измерений которых приведены к стандартным условиям.

6.4.3 Массу брутто сданной (принятой) нефти вычисляют как разность массы брутто нефти в резервуаре на момент до проведения операции сдачи (приема) нефти и после ее окончания.

6.4.4 Массу нетто сданной (принятой) нефти вычисляют как разность массы брутто сданной (принятой) нефти и массы балласта.

6.4.5 Массу балласта вычисляют по значениям показателей качества нефти, характеризующих содержание воды, хлористых солей и механических примесей. Указанные показатели определяют в испытательной (аналитической) лаборатории по результатам испытаний объединенной пробы, отобранной стационарным пробоотборником по ГОСТ 2517.

6.4.6 Массу сданного (принятого) нефтепродукта вычисляют как разность массы нефтепродукта в резервуаре на момент до проведения операции сдачи (приема) нефтепродукта и после ее окончания.

6.4.7 Методика выполнения измерений массы нефти в резервуарах установлена нормативным документом[2)].

6.4.8 Результаты измерений массы нефти оформляют в соответствии с положениями РМГ 86.

6.4.9 Для измерения массы нефтепродуктов в резервуарах и оформления их результатов должны быть разработаны методики выполнения измерений с учетом вида нефтепродуктов и типов применяемых средств измерений.

---

1) На территории Российской Федерации действует ГОСТ Р 8.595—2004.

2) На территории Российской Федерации действует Р 50.2.040—2004.

6.4.10 При проведении работ соблюдают следующие требования:

6.4.10.1 В процессе заполнения или опорожнения резервуара должен проводиться оперативный контроль уровня продукта в нем каждые два часа.

При заполнении последнего метра до максимального рабочего уровня продукта контроль уровня должен проводиться постоянно.

6.4.10.2 В резервуарах с газовой обвязкой измерение уровня и отбор проб продукта следует выполнять с помощью приборов, предусмотренных проектом.

Допускается выполнять измерения уровня и отбор проб вручную. При этом необходимо соблюдать следующий порядок проводимых операций:

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

6.4.11 При проведении операций с продуктом соблюдают требования ГОСТ 12.1.005.

7 Техническое обслуживание и текущий ремонт резервуаров и резервуарных парков

7.1 Организация технического обслуживания и текущего ремонта резервуаров и резервуарных парков

7.1.1 Для поддержания резервуарных парков и отдельных резервуаров в работоспособном состоянии в период между капитальными ремонтами следует проводить их своевременное и качественное техническое обслуживание и текущий ремонт [2].

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

7.1.2 Техническое обслуживание резервуарного парка заключается в периодических осмотрах, плановой организации и своевременном проведении регламентных работ по самим резервуарам, их оборудованию, приборам и системам, а также по трубопроводам обвязки резервуаров и системе пожаротушения резервуарного парка.

Техническое обслуживание проводят согласно инструкциям предприятий-изготовителей, отраслевым руководящим документам и инструкциям по эксплуатации резервуаров, оборудования, приборов, систем, разработанным с учетом конкретных условий предприятия.

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

- ежедневно — обслуживающим персоналом в соответствии с должностными инструкциями;
- еженедельно — лицом, ответственным за эксплуатацию резервуарных парков;
- ежемесячно — руководством станции, нефтебазы;
- ежеквартально, выборочно — комиссией производственного контроля структурного подразделения;
- один раз в год, выборочно — комиссией производственного контроля предприятия.

По результатам осмотра комиссией резервуарного парка составляют акты с отражением в них выявленных недостатков.

7.1.3 Текущий ремонт выполняют для поддержания технико-эксплуатационных характеристик, без освобождения резервуаров от продукта.

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

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

7.2 Метрологическое обеспечение эксплуатации резервуаров

7.2.1 Резервуары в процессе эксплуатации подлежат метрологическому контролю.

7.2.2 Предусматривают следующие виды метрологического контроля:

- первичную поверку резервуаров и измерительных каналов АИС.

Первичной поверке подвергают резервуары (их измерительные каналы) после завершения их строительства или капитального ремонта перед вводом в эксплуатацию. Первичную поверку выполняют после приемочных испытаний резервуара. Резервуары, применяемые при проведении товарообменных процессов между поставщиком и потребителем продукта, должны быть испытаны с целью утверждения типа в установленном порядке, при этом проводят:

- первичную поверку или первичную калибровку резервуаров;
- периодическую поверку или периодическую калибровку резервуаров;
- проверку базовой высоты резервуаров в процессе эксплуатации;
- контроль метрологических характеристик измерительных каналов АИС в процессе эксплуатации резервуаров.

7.2.3 Первичной поверке (калибровке) подвергаются резервуары после завершения их строительства или капитального ремонта перед вводом в эксплуатацию.

Первичную поверку (калибровку) резервуаров проводят после приемочных и гидравлических испытаний.

7.2.4 Периодическую поверку (калибровку) резервуаров проводят в процессе их эксплуатации.

7.2.4.1 Периодической поверке подлежат резервуары, предназначенные для проведения товарообменных операций между поставщиком и потребителем продукта.

7.2.4.2 Периодической калибровке подлежат резервуары, применяемые в технологическом процессе транспортирования продукта.

7.2.5 Первичную и периодическую поверки проводят организации национальной (государственной) метрологической службы[1)] или аккредитованные на право поверки резервуаров метрологические службы юридических лиц.

Результат первичной или периодической поверки резервуара оформляют свидетельством о поверке резервуара.

7.2.6 Первичную и периодическую калибровки проводят организации национальной (государственной) метрологической службы или аккредитованные на право калибровки резервуаров метрологические службы юридических лиц.

Результат первичной или периодической калибровки резервуара оформляют сертификатом о калибровке резервуара.

7.2.7 Проверку базовой высоты резервуаров проводят:

- при каждом измерении массы продукта в резервуаре товарным оператором;
- ежегодно (по ГОСТ 8.570), по графику, разрабатываемому метрологической службой предприятия. Проверку проводит комиссия, назначенная приказом руководителя предприятия.

В состав комиссии, назначенной для ежегодной проверки базовой высоты резервуаров, включают представителей подразделений (служб) предприятия, ответственных за:

- проведение товарно-транспортных операций;
- эксплуатацию резервуаров;
- метрологическое обеспечение.

Проверка базовой высоты резервуаров заключается в измерении базовой высоты резервуара измерительной рулеткой с грузом 2-го класса точности по ГОСТ 7502 и сравнении результата ее измерений со значением, указанным в свидетельстве о поверке резервуара.

Результат измерений не должен отличаться от значения, указанного в свидетельстве о поверке резервуара, более чем на 0,1 %. В случае невыполнения данного требования резервуар подвергают внеочередной поверке по ГОСТ 8.570.

Результаты ежегодной проверки базовой высоты резервуара оформляют актом по форме, приведенной в ГОСТ 8.570, и вносят в паспорт резервуара.

[1)] На территории Российской Федерации орган государственной службы проходит аккредитацию на право поверки резервуаров.

7.2.8 Организацию поверки (калибровки) резервуаров и их измерительных каналов возлагают на метрологическую службу предприятия — владельца резервуаров.

7.2.9 Периодическую поверку (калибровку) резервуаров (их измерительных каналов) проводят по графику поверки (калибровки) средств измерений предприятия, разрабатываемому метрологической службой и утверждаемому главным инженером предприятия — владельца резервуаров.

Интервал между поверками (калибровками):

- резервуаров — не более 5 лет;
- измерительных каналов — согласно установленному в описании типа АИС.

7.2.10 Подготовку к поверке (калибровке) резервуаров и измерительных каналов АИС возлагают на производственные участки служб, ответственных за их техническое обслуживание, и проводят по соответствующим графикам.

7.2.11 Поверку (калибровку) резервуаров и измерительных каналов АИС возлагают на организации, аккредитованные на право проведения соответствующих работ в установленном порядке метрологической службой предприятия:

а) для каналов измерения уровня продукта:

- на основе применения поплавкового уровнемера — не реже двух раз в год;
- на основе применения радарного уровнемера — не реже одного раза в год;

б) для каналов измерения температуры продукта — не реже одного раза в год.

7.2.12 При эксплуатации резервуаров:

- контроль метрологических характеристик канала измерений уровня продукта проводят методом сличения его показаний с показаниями, полученными при измерениях уровня продукта в резервуаре переносным многофункциональным электронным уровнемером или измерительной рулеткой с грузом не ниже 2-го класса точности по ГОСТ 7502;
- контроль метрологических характеристик канала измерений температуры продукта проводят методом сличения показаний каждого преобразователя температуры с показаниями, полученными на соответствующей глубине погружения преобразователем температуры переносного электронного уровнемера.

7.3 Техническое обслуживание

7.3.1 Осмотр и техническое обслуживание резервуаров следует проводить в соответствии с картами технического обслуживания (таблицы 3—7).

При осмотре РВС необходимо обратить внимание на:

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

Таблица 3 — Карта технического обслуживания резервуара со стационарной крышей (РВС)

Наименование объекта	Срок проведения работы	Перечень работ
Резервуар в целом	Ежедневно в светлое время суток	Проверяют визуально внешнее состояние. Выявляют места течи, каплепадений и отпотин на вертикальных и горизонтальных сварочных швах
Дыхательный клапан	Не реже: двух раз в месяц в весенне-летний период; одного раза в неделю в осенне-зимний период	Седла тарелок очищают от окиси металла, грязи и пр., что препятствует клапанам свободно перемещаться вверх и вниз. Тарелки клапанов несколько раз поворачивают, прижимая их к седлу. Не допускают заедания, примерзания клапанов, обмерзания предохранительных сеток, закрывающих наружные отверстия дыхательных клапанов
Огневой предохранитель на резервуаре	Не реже одного раза в месяц в весенне-летний период	Снимают крышку огневого предохранителя, проверяют исправность и чистоту пакетов, удаляют с них пыль, проверяют плотность крышки и фланцевых соединений, правильность расположения пластин или гофрированной и плоской металлических лент в пакете
Предохранительный клапан	Не реже: двух раз в месяц в весенне-летний период; одного раза в 10 дней в осенне-зимний период	Проверяют качество и паспортный уровень масла, горизонтальность колпака, чистоту сетчатой перегородки. При снижении уровня жидкости в гидрозатворе доливают жидкость той же марки. При обнаружении снега, льда, инея их удаляют с внутренней поверхности колпака
Люки: световой, люк-лаз	Не реже одного раза в месяц	Проверяют визуально наличие прокладок и затяжку болтов фланцевых соединений
Уровнемер	Каждый раз перед использованием, но не реже одного раза в месяц	Проводят контрольную проверку правильности показаний прибора в соответствии с инструкцией предприятия-изготовителя
Перепускное устройство	Не реже двух раз в месяц	Проверяют плавность открывания — закрывания вентиля
Сифонный кран	Не реже двух раз в месяц	Проверяют отсутствие течи в сальниках крана, поворот крана должен быть плавным, без заеданий; в нерабочем состоянии приемный отвод должен находиться в горизонтальном положении
Приемо-раздаточные патрубки	Каждый раз при приеме-отпуске, но не реже двух раз в месяц	Проверяют герметичность сварных швов
Генератор ГПСС	Один раз в месяц	Проверяют состояние уплотнений монтажного фланца и растворопровода; внешний вид генератора; состояние рычажной системы; состояние защитной сетки
	Один раз в год	Проверяют срабатывание ручного привода: промывают и чистят сетки кассеты; промывают, чистят и смазывают шарнирные соединения; промывают и чистят распылитель; выявляют и исправляют места коррозии и отслаивания покрытий; проверяют состояние контактных поверхностей деталей из цветных металлов; проверяют уплотнения выходного отверстия генератора на герметичность
Лестница шахтная	Перед пользованием, но не реже одного раза в месяц	Следят за исправностью, не допускают загромождения посторонними предметами, не допускают присутствия наледи в осенне-зимний период

Окончание таблицы 3

Наименование объекта	Срок проведения работы	Перечень работ
Основание и фундамент	В первые четыре года эксплуатации — один раз в год; в последующие — один раз в пять лет или при диагностике	Следят за осадкой основания, проводят нивелирование окрайки днища Проводят нивелирование окрайки днища
Система размыва донных отложений	В соответствии с инструкцией по эксплуатации	Осуществляют контрольный пуск с целью проверки целостности и пропускной способности системы
Преобразователь гидростатического давления	Каждый раз перед использованием, но не реже одного раза в месяц	Проводят контрольную проверку правильности показаний прибора в соответствии с инструкцией предприятия-изготовителя
Многозоновый преобразователь температуры	Каждый раз перед использованием, но не реже одного раза в месяц	Проводят контрольную проверку правильности показаний прибора в соответствии с инструкцией предприятия-изготовителя
Средства измерений температуры продукта в пристенном слое	Ежедневно в светлое время суток	Очистка от пыли и загрязнений. Проверка состояния кабельного ввода. Проверка заземляющего проводника. Внешний осмотр на отсутствие повреждений. Проводят контрольную проверку показаний прибора в соответствии с инструкцией предприятия-изготовителя
Примечание — Сроки и порядок технического обслуживания системы пожаротушения осуществляют в соответствии с нормативными документами стран СНГ.		

Таблица 4 — Карта технического обслуживания резервуара с понтоном (РВСП)

Наименование объекта	Срок проведения работы	Перечень работ
Резервуар в целом	Ежедневно в светлое время суток	Проверяют визуально внешнее состояние. Обращают внимание на сварные вертикальные и горизонтальные швы нижних поясов, окрайки днища
Понтон стальной с открытыми отсеками	Два раза в год	Проверяют наличие нефти на поверхности понтона
Вентиляционный патрубок с огневым предохранителем	Два раза в год	Проверяют целостность кассеты огневого предохранителя, плотность прилегания кассеты к прокладке в корпусе, плотность и непроницаемость корпуса огневого предохранителя и фланцевых соединений. При температуре наружного воздуха ниже 0 °С огневые предохранители необходимо снять
Люки: световой, люклаз	Не реже одного раза в месяц	Проверяют визуально наличие прокладок и затяжку болтов фланцевых соединений
Уровнемер	Каждый раз перед пользованием, но не реже одного раза в месяц	Проводят контрольную проверку правильности показаний прибора в соответствии с инструкцией предприятия-изготовителя

Окончание таблицы 4

Наименование объекта	Срок проведения работы	Перечень работ
Перепускное устройство	Не реже двух раз в месяц	Проверяют плавность открывания — закрывания вентиля
Сифонный кран	Не реже двух раз в месяц	Проверяют отсутствие течи в сальниках крана, поворот крана должен быть плавным, без заеданий; в нерабочем состоянии приемный отвод должен находиться в горизонтальном положении
Приемо-раздаточные патрубки	Каждый раз при приеме-отпуске, но не реже двух раз в месяц	Проверяют герметичность сварных швов
Генератор ГПСС	Один раз в месяц	Проверяют: состояние уплотнений монтажного фланца и растворопровода; внешний вид генератора; состояние рычажной системы; состояние защитной сетки
	Один раз в год	Проверяют срабатывание ручного привода; промывают и чистят сетки кассеты; промывают, чистят и смазывают шарнирные соединения; промывают и чистят распылитель; выявляют и исправляют места коррозии и отслаивания покрытий; проверяют состояние контактных поверхностей деталей из цветных металлов; проверяют уплотнение выходного отверстия генератора на герметичность
Лестница шахтная	Перед пользованием, но не реже одного раза в месяц	Следят за исправностью, не допускают загромождения посторонними предметами, не допускают присутствия наледи в осенне-зимний период
Основание и фундамент	В первые четыре года эксплуатации — один раз в год; в последующие — один раз в пять лет	Следят за осадкой основания, проводят нивелирование окрайки днища. Проводят нивелирование окрайки днища
Система размыва донных отложений	В соответствии с инструкцией по ее эксплуатации	Проводят контрольный пуск с целью проверки целостности и пропускной способности системы
Преобразователь гидростатического давления	Каждый раз перед использованием, но не реже одного раза в месяц	Проводят контрольную проверку правильности показаний прибора в соответствии с инструкцией предприятия-изготовителя
Многозоновый преобразователь температуры	Каждый раз перед использованием, но не реже одного раза в месяц	Проводят контрольную проверку правильности показаний прибора в соответствии с инструкцией предприятия-изготовителя
Средства измерений температуры продукта в пристенном слое	Ежедневно в светлое время суток	Очистка от пыли и загрязнений. Проверка состояния кабельного ввода. Проверка заземляющего проводника. Внешний осмотр на отсутствие повреждений. Проводят контрольную проверку показаний прибора в соответствии с инструкцией предприятия-изготовителя
Примечание — Сроки и порядок технического обслуживания системы пожаротушения осуществляют в соответствии с нормативными документами стран СНГ.		

Таблица 5 — Карта технического обслуживания резервуара с плавающей крышей (РВСПК)

Наименование объекта	Срок проведения работы	Перечень работ
Резервуар в целом	Ежедневно, в светлое время суток	Проверяют визуально внешнее состояние. Обращают внимание на сварные вертикальные и горизонтальные швы нижних поясов, окрайки днища
Кольцо жесткости	Два раза в год	Проверяют визуально внешнее состояние
Дополнительные кольца жесткости	Два раза в год	Проверяют визуально внешнее состояние
Плавающая крыша (центральная часть)	Ежедневно, в светлое время	Проверяют наличие отпотин или нефти
Короба плавающей крыши	Один раз в квартал	Открывают крышки люков всех коробов и отсеков между коробами и проверяют наличие отпотин или нефти в коробах
Люк световой	Один раз в месяц	Проверяют визуально наличие прокладок и затяжку болтов фланцевых соединений
Измерительный люк	Каждый раз при использовании, но не реже одного раза в месяц	Следят за исправным состоянием шарнира (крышки) и прокладочных колец
Лестница шахтная и площадка — переход	Перед пользованием, но не реже одного раза в месяц	Проверяют исправность, не допускают загрязнения, загромождения посторонними предметами, присутствия наледи в осенне-зимний период
Лестница катучая	Каждую смену или перед каждым заполнением-опорожнением	Обращают внимание на состояние верхнего узла вращения
Ферма опорная	Один раз в неделю	Зимой обращают внимание на образование наледи, своевременно удаляют ее
Водоспуск	Ежедневно	Открывают задвижку водоспуска на несколько витков и убеждаются в отсутствии выхода нефти из открытого крана водоспуска
Ливнеприемник	Ежедневно	Проверяют техническое состояние сетки ливнеприемника. По мере засорения сетки очищают ее от пыли, грязи, зимой — от обледенений
Огневой предохранитель	Один раз в месяц	Проверяют целостность кассеты огневого предохранителя, плотность прилегания кассеты к прокладке в корпусе, плотность и непроницаемость корпуса огневого предохранителя и фланцевых соединений. При температуре наружного воздуха ниже 0 °С огневые предохранители необходимо снять
Затвор у направляющей стойки	Два раза в год	Проверяют степень износа трущихся поверхностей
Затвор уплотняющий	Два раза в год	Проверяют техническое состояние мембраны, пружин и рычагов затвора, степень износа трущихся частей затворов. Обращают внимание на плотность прилегания затвора к стенке резервуара. Не допускают скопления пыли и грязи на щитке затвора

Окончание таблицы 5

Наименование объекта	Срок проведения работы	Перечень работ
Преобразователь гидростатического давления	Каждый раз перед использованием, но не реже одного раза в месяц	Проводят контрольную проверку правильности показаний прибора в соответствии с инструкцией предприятия-изготовителя
Многозоновый преобразователь температуры	Каждый раз перед использованием, но не реже одного раза в месяц	Проводят контрольную проверку правильности показаний прибора в соответствии с инструкцией предприятия-изготовителя
Средства измерений температуры продукта в пристенном слое	Ежедневно в светлое время суток	Очистка от пыли и загрязнений. Проверка состояния кабельного ввода. Проверка заземляющего проводника. Внешний осмотр на отсутствие повреждений. Проводят контрольную проверку показаний прибора в соответствии с инструкцией предприятия- изготовителя

Таблица 6 — Карта технического обслуживания железобетонных резервуаров (ЖБР)

Наименование объекта	Срок проведения работы	Перечень работ
Резервуар в целом	Ежедневно	Осматривают покрытия и состояния обсыпки резервуара, проверяют наличие нефти в дренажных колодцах, камере управления задвижками
Люк-лаз, световые люки	Один раз в месяц (без вскрытия люков)	Проверяют визуально наличие прокладок и затягивают болты фланцевых соединений (герметичность фланцевых соединений)
Измерительный люк	Каждый раз при использовании, но не реже одного раза в месяц	Следят за исправным состоянием шарнира (крышки) и прокладочных колец
Дыхательный клапан	Не реже: двух раз в месяц в весенне-летний период; одного раза в неделю в осенне-зимний период	Седла тарелок очищают от окиси металла, грязи и пр., что препятствует клапанам свободно перемещаться вверх и вниз. Тарелки клапанов несколько раз поворачивают, прижимая их к седлу. Не допускают заедания, примерзания клапанов, обмерзания предохранительных сеток, закрывающих наружные отверстия дыхательных клапанов
Огневой предохранитель на резервуаре	Не реже:одного раза в месяц в весенне-летний период	Снимают крышку огневого предохранителя, проверяют исправность и чистоту пакетов, удаляют с них пыль; проверяют плотность крышки и фланцевых соединений; правильность расположения пластин или гофрированной и плоской металлических лент в пакете
Предохранительный клапан	Не реже: двух раз в месяц в весенне-летний период; одного раза в 10 дней в осенне-зимний период	Проверяют качество и паспортный уровень масла, горизонтальность колпака, чистоту сетчатой перегородки. При снижении уровня жидкости в гидрозатворе доливают жидкость той же марки. При обнаружении снега, льда, инея удалить их с внутренней поверхности колпака
Уровнемер	Каждый раз перед пользованием, но не реже одного раза в месяц	Проводят контрольную проверку правильности показаний прибора в соответствии с инструкцией предприятия-изготовителя

Окончание таблицы 6

Наименование объекта	Срок проведения работы	Перечень работ
Зачистное устройство для удаления подтоварной воды (погружной насос и др.)	Не реже двух раз в месяц	Проводят пробные пуски двигателя насоса
Система размыва и предотвращения накоплений донных отложений	В соответствии с инструкцией по их эксплуатации	Проводят контрольный пуск с целью проверки целостности и пропускной способности системы
Водяной экран	В период положительных температур контроль за уровнем воды проводить не реже двух раз в неделю	Уровень водяного экрана должен постоянно поддерживаться на проектной отметке
Лестница наружная	Ежедневно	Проверяют визуально внешнее состояние лестницы, отсутствие наледи в осенне-зимний период
Приемо-раздаточные трубопроводы в камере управления	Ежедневно	Проверяют визуально внешнее состояние
Задвижки	Ежедневно	Проверяют визуально внешнее состояние, герметичность сальниковых уплотнений
Приемо-раздаточное устройство (приемо-раздаточный патрубок, хлопуша, донный клапан и механизм управления ими)	Не реже одного раза в месяц	Проверяют исправность механизма управления донным клапаном
Осадка резервуара	Два раза в год в первые пять лет эксплуатации, далее один раз в пять лет	Проверяют осадку резервуара, проводят нивелированием покрытия в точках, указанных в журнале регистрации нивелирных отметок
Откосы обсыпки	Ежедневно в весенне-летний период	Проверяют целостность растительного покрытия обсыпки
Преобразователь гидростатического давления	Каждый раз перед использованием, но не реже одного раза в месяц	Проводят контрольную проверку правильности показаний прибора в соответствии с инструкцией предприятия-изготовителя
Многозоновый преобразователь температуры	Каждый раз перед использованием, но не реже одного раза в месяц	Проводят контрольную проверку правильности показаний прибора в соответствии с инструкцией предприятия-изготовителя

Таблица 7 — Карта технического обслуживания железобетонных резервуаров (ЖБРПК)

Наименование объекта	Срок проведения работы	Перечень работ
Резервуар в целом	Ежедневно, в светлое время суток	Осматривают покрытия и состояния обсыпки резервуара, проверяют наличие нефти в дренажных колодцах, камере управления задвижками
Кольцо жесткости	Два раза в год	Проверяют визуально внешнее состояние

Окончание таблицы 7

Наименование объекта	Срок проведения работы	Перечень работ
Дополнительные кольца жесткости	Два раза в год	Проверяют визуально внешнее состояние
Плавающая крыша (центральная часть)	Ежедневно, в светлое время	Проверяют наличие отпотин или нефти
Короба плавающей крыши	Один раз в квартал	Открывают крышки люков всех коробов и отсеков между коробами и проверяют наличие отпотин или нефти в коробах
Люк световой	Один раз в месяц	Проверяют визуально наличие прокладок и затяжку болтов фланцевых соединений
Лестница шахтная и площадка-переход	Перед пользованием, но не реже одного раза в месяц	Проверяют исправность, не допускают загрязнения, загромождения посторонними предметами, присутствия наледи в осенне-зимний период
Лестница катучая	Каждую смену или перед каждым заполнением-опорожнением	Обращают внимание на состояние верхнего узла вращения
Ферма опорная	Один раз в неделю	Зимой обращают внимание на образование наледи, своевременно удаляют ее
Водоспуск	Ежедневно	Открывают задвижку водоспуска на несколько витков и убеждаются в отсутствии выхода нефти из открытого крана водоспуска
Уровнемер	Каждый раз перед пользованием, но не реже одного раза в месяц	Проводят контрольную проверку правильности показаний прибора в соответствии с инструкцией предприятия-изготовителя
Преобразователь гидростатического давления	Каждый раз перед использованием, но не реже одного раза в месяц	Проводят контрольную проверку правильности показаний прибора в соответствии с инструкцией предприятия-изготовителя
Многозоновый преобразователь температуры	Каждый раз перед использованием, но не реже одного раза в месяц	Проводят контрольную проверку правильности показаний прибора в соответствии с инструкцией предприятия-изготовителя
Ливнеприемник	Ежедневно	Проверяют техническое состояние сетки ливнеприемника. По мере засорения сетки очищают ее от пыли, грязи, зимой — от обледенений
Огневой предохранитель	Один раз в месяц	При температуре наружного воздуха проверяют целостность кассеты огневого предохранителя, плотность прилегания кассеты к прокладке в корпусе, плотность и непроницаемость корпуса огневого предохранителя и фланцевых соединений
Затвор у направляющей стойки	Два раза в год	Проверяют степень износа трущихся поверхностей
Затвор уплотняющий	Два раза в год	Проверяют техническое состояние мембраны, пружин и рычагов затвора, степень износа трущихся частей затворов. Обращают внимание на плотность прилегания затвора к стенке резервуара. Не допускают скопления пыли и грязи на щитке затвора

7.3.2 В резервуарах со стационарной крышей (без понтона) контролируют избыточное давление, его соответствие установленному (допустимому) значению. Для резервуаров, находящихся в эксплуатации длительное время, могут быть уменьшены избыточное рабочее и максимальное давления и вакуум по сравнению с проектными на значение, определяемое на основе результатов диагностирования состояния резервуара.

7.3.3 Визуальный осмотр поверхности понтона должны проводить в верхнем его положении через световой люк. При осмотре необходимо проверить наличие или отсутствие отпотин или нефтепродукта на ковре понтона и в открытых коробах.

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

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

7.3.6 Для удобства обслуживания каждому коробу плавающей крыши присваивают порядковый номер, наносят его на поверхность короба несмываемой краской, начиная с короба, расположенного над приемо-раздаточным патрубком, и далее по часовой стрелке.

7.3.7 На ЖБР с водонаполненным покрытием в условиях плюсовой температуры уровень водяного экрана поддерживают на проектной отметке.

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

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

7.3.8 Текущий ремонт проводят в плановом порядке без очистки резервуара по заранее разработанному графику.

7.3.9 При текущем ремонте РВС выполняют следующие работы:

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

7.3.10 При текущем ремонте ЖБР выполняют следующие работы:

- ремонт кровли резервуара нанесением торкрет — раствора, торкрет — бетона или укладкой бетона по арматурной сетке (конструктивное армирование), а также защиту бетона путем его пропитки или покраски различными составами;
- набивку сальников задвижек;
- ремонт заземления;
- замену кассет на огневых предохранителях.

7.4 Особенности обслуживания резервуаров с высокосернистой нефтью

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

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

7.4.3 В резервуарах с высокосернистыми нефтями патрубки дыхательной арматуры, клапаны и световые люки, в соответствии с графиком, очищают от пирофорных отложений и продуктов коррозии для предупреждения самовозгорания пирофорных отложений.

7.4.4 Резервуары с высокосернистой нефтью должны быть оборудованы стационарными уровнемерами. Ручное измерение уровня и отбор пробы допускаются при соблюдении правил охраны труда при работе с высокосернистыми нефтями.

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

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

7.4.7 Перед очисткой освобожденного от высокосернистой нефти резервуара проводят его пропарку.

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

7.4.7.2 Пропарку РВС проводят при закрытом нижнем люке резервуара, а конденсат дренируют в канализацию.

После окончания работы берут пробу воздуха для анализа на содержание в нем опасных концентраций нефтяных паров и газов. Пробу из РВС отбирают через нижний люк.

7.4.7.3 Пропарку ЖБР осуществляют подачей пара через верхние люки.

7.4.8 Пирофорные отложения, извлеченные из резервуара, поддерживают в увлажненном состоянии, обезвреживают в специальных установках или утилизируют в отведенных местах, согласованных с территориальными органами санэпиднадзора и органами, специально уполномоченными в области охраны окружающей среды и экологической безопасности в соответствии с действующим законодательством по охране окружающей природной среды и экологической безопасности.

7.5 Техническое обслуживание средств измерений и устройств отбора проб продукта

7.5.1 Предусматривают следующие виды технического обслуживания средств измерений и устройств отбора проб:

- ежедневное;
- периодическое (регламентное) обслуживание, в том числе сезонное обслуживание.

7.5.2 Ежедневное техническое обслуживание осуществляет обслуживающий персонал. Оно включает в себя:

- проверку функционирования средств измерений — по показаниям монитора «АРМ-оператор»;
- контрольный осмотр, в процессе обхода резервуаров, при котором проверяют:
- наличие пломб;
- наличие действующих оттисков поверочных клейм или калибровочных знаков;
- отсутствие механических повреждений.

Результаты ежедневного технического обслуживания фиксируют записью в журнале осмотров и ремонта резервуаров и отметкой об устранении недостатков.

7.5.3 Периодическое (регламентное) обслуживание проводят в соответствии с технологическими картами на оборудование каждого типа, разработанными персоналом обслуживающих подразделений, на основе инструкций по эксплуатации оборудования.

Результаты периодического технического обслуживания фиксируют в формулярах (паспортах) оборудования.

7.5.4 Водочувствительные ленты и пасты, применяемые для измерений уровня подтоварной воды, хранят в плотно закрытых футлярах. Пригодность их к применению проверяют ежемесячно.

7.6 Предотвращение накопления донных отложений и их размыв

7.6.1 В целях предотвращения накопления на днище резервуара отложений, а также для их удаления, устанавливают размывающие системы — винтовые устройства.

7.6.2 Эксплуатацию систем предотвращения накопления донных отложений проводят в соответствии с технической документацией.

7.6.3 Размыв отложений проводят по графикам, утвержденным главным инженером предприятия.

7.6.4 Все работы по размыву донных отложений (подготовка резервуара, контроль за ходом размыва и качеством откачиваемого продукта в смеси с размытыми донными отложениями) выполняют в соответствии с «Инструкцией по размыву донных отложений на НПС», утвержденной главным инженером предприятия.

После окончания размыва донных отложений откачивают продукт до минимально допустимого технологического (рабочего) уровня налива.

7.6.5 По окончании размыва отложений и откачки продукта из резервуара проводят измерение высоты донных отложений в установленных точках. При неудовлетворительных результатах цикл размыва повторяют.

7.6.6 Результаты измерений высоты донных отложений следует занести в журнал учета наличия и размыва донных отложений.

7.7 Дренирование подтоварной воды

7.7.1 На НПС, оснащенных очистными сооружениями или имеющих возможность очистки сточных вод, подтоварную воду, образующуюся в резервуарах при отстое продукта, периодически отводят в производственную канализацию.

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

7.7.3 При удалении подтоварной воды проводят контроль за ее стоком. Не допускается вытекание продукта.

7.7.4 Подтоварную воду из РВС удаляют через сифонный кран.

Сифонный кран необходимо осматривать при каждом дренировании подтоварной воды. При этом проверяют отсутствие течи в сальниках крана. Поворот крана должен быть плавным, без заеданий. В нерабочем состоянии приемный отвод должен быть в горизонтальном положении.

7.7.5 Удаление подтоварной воды из ЖБР проводят погружным насосом или другими средствами.

7.8 Обслуживание задвижек, трубопроводов обвязки резервуаров, газоуравнительной системы

7.8.1 Техническое обслуживание трубопроводов обвязки резервуаров, находящихся внутри обвалования, и отсекающих задвижек проводят в составе обслуживания оборудования НПС в соответствии с «Правилами устройств и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» и НД[1)].

7.8.2 Обслуживание газоуравнительной системы проводят в соответствии с «Типовой инструкцией по эксплуатации резервуарных парков магистральных нефтепроводов».

7.8.3 Техническое обслуживание ГУС должно обеспечивать ее герметичность и заданную пропускную способность.

7.8.4 Периодичность осмотров ГУС должна быть не реже двух раз в месяц при положительных значениях температуры воздуха и не реже одного раза в неделю — при отрицательных.

При осмотре ГУС проверяют:

- герметичность элементов системы;
- состояние наземных газопроводов, их опор и оборудования;
- работу дыхательных клапанов;
- исправность заземляющих устройств;
- отсутствие конденсата в дренажных устройствах;
- работу задвижек на открывание — закрывание.

7.8.5 При выполнении ремонтных работ соблюдают следующие требования:

- проведение ремонта газоуравнительной системы должны осуществлять только при наличии наряда-допуска с указанием в нем очередности проводимых операций ремонта и мер безопасности;
- при работах, связанных с временным разъединением трубопроводов или снятием оборудования с газоуравнительной системы, следует предварительно с помощью винтовых зажимов установить на разъемах перемычки — токоотводы из стали площадью сечения не менее 35 мм^2;
- работы, связанные с ремонтом трубопроводов, задвижек и другой арматуры на газоуравнительной системе, должны проводить на предварительно заглушенном участке газопровода.

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

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

[1)] На территории Российской Федерации действует РД 153-33ТН-008—96.

7.9.2 При подготовке резервуаров к работе в зимний период необходимо:

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

7.9.3 Предохранительный гидравлический клапан на зиму необходимо залить незамерзающей жидкостью.

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

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

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

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

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

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

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

8 Системы защиты резервуаров и их обслуживание

8.1 Молниезащита

8.1.1 Резервуарные парки или отдельно стоящие резервуары для товарной нефти (далее — резервуары) должны быть защищены от прямых ударов молнии, электростатической и электромагнитной индукции, заноса высоких потенциалов устройствами молниезащиты, выполненными в соответствии с требованиями действующих документов [2], [3].

8.1.2 Устройства молниезащиты должны быть приняты и введены в эксплуатацию до начала заполнения резервуара продуктом. При этом оформляют и передают заказчику исполнительную документацию.

8.1.3 Для резервуарных парков при общей вместимости группы резервуаров более 100 000 м^3 защиту от прямых ударов молнии следует, как правило, выполнять отдельно стоящими молниеотводами.

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

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

8.1.6 Защиту от заноса высокого потенциала по подземным и наземным металлическим коммуникациям осуществляют присоединением их к заземлителям на вводе в резервуар.

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

8.1.7 Стержневые молниеприемники должны быть изготовлены из стали любой марки сечением не менее 100 мм^2 и длиной не менее 200 мм и защищены от коррозии оцинкованием, лужением или окраской. Тросовые молниеприемники должны быть выполнены из стальных многопроволочных канатов сечением не менее 35 мм^2.

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

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

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

8.1.11 Проверку состояния устройств молниезащиты должны проводить один раз в год перед началом грозового сезона.

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

8.1.12 Цель ревизии заключается в

- выявлении элементов, требующих замены или усиления из-за механических повреждений;
- проверке надежности электрической связи между токоведущими элементами (мест сварки и болтовых соединений);
- определении степени разрушения коррозией отдельных элементов молниезащиты и принятии мер по восстановлению антикоррозионной защиты и усилению элементов, поврежденных коррозией.

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

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

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

8.2 Система пожаротушения

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

8.2.2 Требования к системе пожарной безопасности и системам пожаротушения должны соответствовать ГОСТ 12.1.004, «Рекомендациям по проектированию системы подслойного пожаротушения нефти в стальных вертикальных резервуарах», «Рекомендациям по проектированию автоматической системы подслойного пожаротушения нефти в железобетонных резервуарах и стальных вертикальных резервуарах со стационарной и плавающей крышей на объектах предприятий» и другими нормативными документами.

8.2.3 Системы автоматического пожаротушения и сигнализации, установленные и введенные в эксплуатацию в резервуарных парках, должны соответствовать требованиям СНиП 2.04.09 и проектной документации.

8.2.4 Приемные станции и узлы управления следует размещать в соответствии с требованиями СНиП 2.04.09 в помещениях с круглосуточным обслуживающим персоналом.

8.2.5 В резервуарных парках применяется пожаротушение воздушно-механической пеной средней и низкой кратности. Технические требования на пенообразователи приведены в НД[1)].

8.2.6 Работы по техническому обслуживанию и ремонту (ТОР) системы (установок) пожаротушения и установок пожарной автоматики должны осуществлять в соответствии с НД[2)].

8.2.7 Все виды работ по ТОР системы (установок) пожаротушения должны выполнять специалисты НПС, прошедшие соответствующую подготовку, а в отдельных случаях, на договорной основе, организации, имеющие лицензию органов управления Государственной противопожарной службы (ГПС) на право выполнения работ по наладке и техническому обслуживанию установок пожаротушения.

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

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

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

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

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

8.3 Система защиты резервуаров от статического электричества

8.3.1 Выполнение требований по электростатической искроопасности обеспечивают регламентированием показателей по ГОСТ 12.1.018, с применением средств защиты от статического электричества в соответствии с ГОСТ 12.4.124, требованиями и мероприятиями в соответствии с правилами [4].

8.3.2 Для обеспечения электростатической искробезопасности резервуаров необходимо:

- заземлить все электропроводные узлы и детали резервуаров;
- исключить процессы разбрызгивания и распыления продукта;
- ограничить скорость истечения продукта при заполнении резервуаров и размыве донных отложений в пределах допустимых значений.

8.3.3 Заземляющие устройства для защиты от статического электричества следует объединять с заземляющими устройствами для электрооборудования или молниезащиты.

Значение сопротивления заземляющего устройства, предназначенного исключительно для защиты от статического электричества, допускают до 100 Ом.

8.3.4 Железобетонный резервуар считается электростатически заземленным, если сопротивление в любой точке его внутренней и внешней поверхностей относительно контура заземления не превышает 10^7 Ом. Это сопротивление измеряют при относительной влажности окружающего воздуха не выше 60 %, площадь соприкасания измерительного электрода с заземляемой поверхностью не должна превышать 20 $см^2$ и его располагают в точках поверхности резервуара, наиболее удаленных от точек контакта этой поверхности с заземленными металлическими элементами.

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

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

8.3.7 Плавающая крыша или понтон резервуара должен быть соединен с корпусом резервуара гибкими металлическими перемычками.

Число перемычек должно быть не менее двух. Если понтон изготовлен из диэлектрика, защита должна быть осуществлена по специальному проекту.

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

---

1) На территории Российской Федерации действует ГОСТ Р 50588—93.

2) На территории Российской Федерации действует ВППБ 01-01—94.

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

8.3.9 При начале заполнения порожнего резервуара нефтью, ее следует подавать в резервуар со скоростью не более 1 м/с — до момента затопления приемо-раздаточного патрубка в резервуаре без понтона или плавающей крыши и до всплытия плавающей крыши или понтона — в резервуарах с плавающей крышей или понтоном. При дальнейшем заполнении резервуара допустимые скорости поступления продукта должны быть не более значений, указанных в приложении И.

8.3.10 Во избежание искрообразования, ручной отбор проб и (или) измерение уровня нефти через измерительный люк выполняют не ранее чем через 10 минут после прекращения операции закачки (откачки). При этом приборы для проведения измерений уровня должны быть изготовлены из токопроводящих материалов с удельным электрическим сопротивлением меньше 10^5 Ом · м и заземлены.

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

8.3.12 Обслуживание устройств защиты от статического электричества должны проводить согласно графику ППР.

Электрические сопротивления заземляющих устройств для защиты от статического электричества измеряют не реже одного раза в год в период наименьшей проводимости грунта (летом — при наибольшем просыхании или зимой — при наибольшем промерзании почвы).

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

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

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

8.4 Система защиты резервуаров от коррозии

8.4.1 Способы защиты от коррозии резервуаров для продукта следует принимать по СНиП 2.03.11 в зависимости от степени агрессивного воздействия среды на конструкции резервуаров, в том числе на внутренние поверхности их конструкций, с учетом требований ГОСТ 1510.

8.4.2 Методы защиты резервуаров от коррозии устанавливают в проекте на антикоррозионную защиту.

8.4.3 Антикоррозионную защиту осуществляют:

- защитными антикоррозионными лакокрасочными покрытиями — наружных поверхностей корпуса, крыш стальных резервуаров и оборудования, установленного на них, а также наземных участков трубопроводов всех назначений;
- защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты (станциями катодной защиты — СКЗ) и протекторами — наружных поверхностей днища стальных резервуаров, подземных участков трубопроводов различного назначения;
- лакокрасочными и комбинированными покрытиями, установкой протекторов — внутренних поверхностей днища, поверхностей первого пояса корпуса стальных резервуаров, внутрирезервуарной обвязки системы размыва донных осадков;
- лакокрасочными и комбинированными защитными покрытиями — внутренних поверхностей стальных резервуаров (крыши, верхние пояса корпуса);
- применением оклеечных материалов, пропиткой или покраской конструкции, использованием герметиков — поверхностей железобетонных резервуаров;
- применением лакокрасочных, металлических (цинковых и алюминиевых), комбинированных (лакокрасочных по металлизационному слою) покрытий, средств электрохимзащиты — арматуры, приемораздаточных патрубков, донных клапанов, световых и лазовых люков и другого металлического оборудования железобетонных резервуаров.

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

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

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

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

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

8.4.8 При защите внутренней поверхности резервуаров с помощью металлизации с последующим нанесением изоляционного материала установка протекторов может быть исключена.

8.4.9 Техническое обслуживание и ремонт установок катодной защиты проводят в соответствии с графиком планово-предупредительных ремонтов. Контроль за работой установок катодной защиты проводят в соответствии с НД[1)].

8.4.10 Техническое обслуживание протекторной защиты должно включать:

- контроль эффективности протекторной защиты;
- замену изношенных протекторов.

8.4.11 Контроль работы протекторной защиты наружной поверхности днища резервуара от почвенной коррозии проводят с помощью электрических измерений:

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

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

8.4.13 Эффективность протекторной защиты проверяют измерением разности потенциалов «резервуар — электролит» и силы тока в цепи «протектор — резервуар».

Разность потенциалов «резервуар — электролит» (днище — подтоварная вода) следует измерять предназначенными для подобных измерений приборами с помощью специального медно-сульфатного электрода сравнения.

8.4.14 Изношенные протекторы заменяют в соответствии с планом ремонтно-профилактических работ, составленным с учетом срока службы протекторов и данных об их эксплуатации, утвержденным главным инженером предприятия.

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

8.4.16 Запрещается допуск подрядчиков производства работ, не имеющих лицензий Гостехнадзора страны на деятельность данного вида.

8.4.17 Визуальный контроль состояния наружного антикоррозионного покрытия проводят один раз в год по ГОСТ 1510.

8.4.18 Контроль состояния внутренней поверхности вертикальных стальных резервуаров осуществляют при проведении полного обследования в сроки согласно НД[2)].

8.4.19 Качество лакокрасочного покрытия определяют проверкой адгезии (адгезия должна быть не менее 2 баллов по ГОСТ 15140) и измерением толщины покрытия.

Дефекты покрытия, обнаруженные при периодических осмотрах, подлежат устранению.

8.5 Система предупреждений аварий и повреждений

8.5.1 Основные контролируемые параметры:

- предельные уровни нефти в резервуаре (нижний и верхний предельные уровни указывают в технологической карте резервуара);

---

1) На территории Российской Федерации действует ГОСТ Р 51164—98.

2) На территории Российской Федерации действует РД 08-95—95.

- давление парогазовой смеси в резервуаре (рабочее давление избыточное — не более 2 кПа, вакуум — не более 0,25 кПа — по СНиП 2.09.03;

- уровень загазованности территории резервуарного парка за счет выбросов углеводородов из резервуаров, фланцевых соединений и т.д.

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

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

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

8.5.5 Резервуарные парки в соответствии требованиям НД оборудуют системами пожарной сигнализации.

8.5.6 Сигнал о загорании должен быть передан извещателями, установленными на крыше или стенке (по периметру) резервуара.

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

8.5.8 Приборы сигнализации предельных уровней продукта и пожарные извещатели, установленные на резервуарах, а также кабельные линии должны иметь взрывозащищенное исполнение по ГОСТ 30852.10 или ГОСТ 30852.8.

8.5.9 К ручным пожарным извещателям должен быть обеспечен свободный доступ, места их установки должны быть достаточно освещены.

8.5.10 В целях защиты резервуаров от перелива и превышения расчетного рабочего давления в технологических трубопроводах и арматуре в составе резервуарного парка должны быть предусмотрены резервуары для сброса продукта.

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

8.6 Автоматизированная система управления технологическим процессом резервуарных парков

8.6.1 Автоматизированная система управления технологическим процессом резервуарных парков (АСУ ТП РП) предназначена для обеспечения централизованного контроля и управления резервуарным парком из местного диспетчерского пункта без постоянного присутствия эксплуатационного персонала непосредственно у технологических объектов.

8.6.2 Дистанционно измеряют и передают в МДП значения основных параметров:

- уровня продукта в резервуарах;
- температуры продукта в резервуарах (при необходимости).

8.6.3 В МДП контролируют:

- достоверность измеряемых параметров в диапазоне допустимых значений;
- параметры работы резервуаров;
- свободный объем и объем продукта в резервуарах;
- положение запорной арматуры технологических трубопроводов резервуарного парка;
- состояние средств локальной автоматики и каналов связи.

8.6.4 В резервуарном парке предусматривают автоматическую защиту от:

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

8.6.5 В МДП предусматривают сигнализацию о:

- пожаре;
- максимально допустимом уровне продукта в резервуарах;
- повышении давления в подводящих трубопроводах;

- предельных уровнях в резервуарах;
- положении задвижек резервуарного парка;
- неисправности измерительных систем.

Должна быть обеспечена автоматическая световая и звуковая сигнализация аварийных ситуаций.

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

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

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

8.6.8 При аварийном отключении электропитания базы данных должны сохраняться.

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

8.6.10 Техническое обслуживание выполняют без остановки технологического процесса в объеме и с периодичностью, указанными в эксплуатационной документации на технические средства.

8.6.11 При техническом обслуживании проводят:

- контроль наличия на средствах измерений поверительного клейма (калибровочного знака)[1)];
- контроль наличия маркировки на подводящих кабелях и проводах, а также надписей на приборах;
- контроль наличия заземления;
- контроль общего состояния с целью выявления неисправных приборов;
- очистку наружной части корпусов, крышек и стекол приборов от пыли и загрязнений;
- контроль и чистку арматуры.

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

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

Средства измерений, подвергшиеся вскрытию и последующей разборке и регулировке, перед вводом их в эксплуатацию должны быть подвергнуты поверке (калибровке).

[1)] В Российской Федерации действуют ПР 50.2.007—2001.

Приложение А
(обязательное)

Типы и основные характеристики стальных вертикальных резервуаров

Таблица А.1

Обозначение типа резервуара	Высота стенки, м	Диаметр резервуара, м	Масса, т
РВС–2000	11,92	15,18	44,25—48,56
РВСП–2000	11,92	15,18	55,51
РВС–2000	11,92	15,18	45,37—52,66
РВС–2000	11,92	15,18	45,28
РВСП–2000	11,92	15,18	47,11
РВС–3000	11,92	18,98	62,84—67,10
РВСП–3000	11,92	18,98	63,46
РВС–3000	11,92	18,98	58,12—69,29
РВС–3000	11,92	18,98	64,21
РВСП–3000	11,92	18,98	67,03
РВС–5000	11,92	22,80	93,44—100,20
РВСП–5000	11,92	22,80	114,81
РВС–5000	11,92	22,79	93,62—106,24
РВС–5000	14,90	20,92	91,70
РВСП–5000	14,90	20,92	97,67
РВС–5000	14,90	20,92	97,91
РВСП–5000	14,90	20,92	108,42
РВС–10000	11,92	34,20	200,34—220,18
РВСП–10000	11,92	34,20	240,93
РВС–10000	11,92	34,20	181,36—211,97
РВС–10000	17,88	28,50	187,23—194,00
РВСП—10000	17,88	28,50	198,58
РВС–10000	11,94	34,20	211,60
РВСП–10000	11,94	34,20	
РВС–15000	11,92	39,90	268,52—295,92
РВСП–15000	11,92	39,90	
РВС–20000	11,92	45,60	353,87—390,77
РВСП–20000	11,92	45,60	423,97
РВС–20000	11,92	47,40	363,25—408,36
РВС–20000	17,90	39,90	368,78
РВСП–20000	17,90	39,90	446,97
РВС–20000	17,90	39,90	354,45
РВСП–20000	17,90	39,90	381,24
РВС–30000	17,90	45,60	486,90
РВСП–30000	17,90	45,60	584,10
РВС–30000	17,90	45,60	492,20
РВСП–30000	17,90	45,60	521,69
РВСПК–50000	17,90	60,70	798,30
РВСПК–100000	17,90	88,70	1620,00

Приложение Б
(обязательное)

Параметры железобетонных резервуаров

Таблица Б.1

Вместимость резервуара, $м^3$	Размер резервуаров			
	цилиндрических		прямоугольных	
	диаметр, м	высота, м	Ширина × длина, м	высота, м
2000[1)]	24	4,8	18 × 24	4,8
3000	30	4,8	24 × 30	4,8
5000[2)]	30	7,8 (8)	—	—
10000[2)]	42	7,8 (8)	48 × 48	4,8
20000	54	9	—	—
30000	66	9	—	—
40000	78	9	—	—

[1)] Соответствует типовому проекту серии 7—02—315.
[2)] Соответствует типовому проекту серии 7—02—295.

Приложение В
(обязательное)

Основные характеристики стальных горизонтальных резервуаров (по ГОСТ 17032)

Таблица В.1

Номинальная вместимость, $м^3$	Внутренняя длина резервуара, мм	Внутренний диаметр резервуара, мм	Форма днища	Внутренняя высота днища, мм
4	2830	1370	усечено-коническая	25
5	2030	1900		25
8	4220	1585		25
10	3310	2220	коническая	265
20	4760	2475		295
25	4830	2760		330
50	9600	2760		330
60	11090	2760		330
75	9720	3240		390
100	12700	3240		390

Примечание — В зависимости от применяемой технологии изготовления цилиндрической части и днища, а также размеров листов стали разработано 48 вариантов типовых проектов резервуаров вместимостью от 3 до 75 $м^3$ с плоским днищем.

Приложение Г
(обязательное)

Технические характеристики дыхательных клапанов и огневых предохранителей

Таблица Г.1 — Типы, назначение и технические характеристики дыхательных клапанов

Обозначение типа дыхательной арматуры	Наименование	Назначение	Диаметр условного прохода D_y, мм	Пропускная способность, $м^3/ч$	Давление рабочее, мм вод. ст.	Вакуум рабочий, мм вод. ст.	Предприятие-изготовитель
НКМД–100	Клапан непримерзающий дыхательный	Для герметизации газового пространства резервуаров с нефтью и нефтепродуктами	100	200	160	16	Армавирский опытный машиностроительный завод
НКМД–150			150	500	160	16	
НКМД–200			200	900	160	16	
НКМД–250			250	1500	160	20	
НКМД–350			350	3000 5000	200	100	
СМДК–50	Совмещенный механический клапан и непримерзающий 2-мембранный клапан	Для установки на резервуарах с нефтью в качестве дыхательного оборудования, связывающего газовое пространство с атмосферой, и регулирования давления паров в газовом пространстве емкостей	50	25	200	25	
СМДК–100			100	25	200	25	
СМДК–150			150	142	200	25	
СМДК–200			200	250	200	25	
СМДК–250			250	300	200	25	
СМДК–350			350	420	190	25	
КДС–1000	Клапан дыхательный	Для герметизации газового пространства резервуаров с нефтью и нефтепродуктами и регулирования давления в этом пространстве	350	1000	200	25	ОАО «Нефтемаш» — Сапкон
КДС–1500			500	1500	200	25	
КДС–3000			500	3000	200	25	
КДС2–1500			150 200 250 350 500	450 750 1000 1300 1500	200 200 200 200 200	25 25 25 25 25	
КДС2–3000			350	1000	200	25	

Окончание таблицы Г.1

Обозначение типа дыхательной арматуры	Наименование	Назначение	Диаметр условного прохода D_y, мм	Пропускная способность, $м^3/ч$	Давление рабочее, мм вод. ст.	Вакуум рабочий, мм вод. ст.	Предприятие-изготовитель
КПГ–150	Клапан предохранительный гидравлический	Для предотвращения разрушения резервуара при отказе в работе клапанов НДКМ	150	500—900	200—120	25—30 35—40 90—100	Армавирский опытный машиностроительный завод
КПГ–200			200	900—1300	200—120	25—30 35—40 90—100	
КПГ–250	Клапан предохранительный гидравлический	Для предотвращения разрушения резервуара при отказе в работе клапанов НДКМ	250	1500—2700	200—120	25—30 35—40 90—100	
КПГ–350			350	2700—5000	200—120	25—30 35—40 90—100	
ПКС–200	Клапан предохранительный гидравлический	Для регулирования давления в газовом пространстве резервуара в случае отказа дыхательного клапана	200	200	55—60	35—40	

Примечания

1 КДС—1000 применяют взамен: КПР2—100, КПСА—250, КД2—250, КД2—350.

2 КДС—1500 применяют взамен: КПР—200, КПСА—350.

3 КДС—3000 применяют взамен: КПР2—250, КПР2—350, НДКМ—350.

4 КДС2—1500 применяют взамен: НДКМ, КПГ, КД2, СМДК, КПР2.

5 КДС2—3000 применяют взамен: НДКМ, КПГ, КД2, СМДК, КПР2.

Таблица Г.2 — Типы, назначение и технические характеристики огневых предохранителей

Обозначение типа огневого предохранителя	Наименование	Назначение	Диаметр условного прохода D_y, мм	Пропускная способность, $м^3/ч$	Предприятие-изготовитель
ОП–100	Огневой предохранитель	Для предохранения резервуаров от попадания в них искр и пламени	50	25	Армавирский опытный машиностроительный завод
ОП–150			100	100	
ОП–200			150	215	
ОП–250			200	380	
ОП–500			250	600	
ОП–350			350	900	
ОП–500			500	до 2200	
ОП–50			50	25	ОАО «Нефтемаш» — Сапкон
ОП–100			100	100	
ОП–150			150	215	
ОП–200			200	380	
ОП–250			250	600	
ОП–350			350	900	
ОП–500			500	2200	

Приложение Д
(рекомендуемое)

Форма паспорта стального вертикального цилиндрического резервуара

Паспорт
стального вертикального цилиндрического резервуара

Тип _____ Номер резервуара _____

Дата составления паспорта _____

Место монтажа резервуара _____
наименование предприятия

Назначение резервуара _____

Технический проект КМ _____
номер проекта

разработан _____
наименование организации-разработчика

Рабочие деталировочные чертежи _____КМД_____
номер чертежа

Проект основания и фундамента под резервуар _____
номер проекта

разработан _____
наименование организации-разработчика

Проект резервуарного оборудования _____
номер проекта

разработан _____
наименование организации-разработчика

Проект антикоррозионной защиты резервуара _____
номер проекта

разработан _____
наименование организации-разработчика

Конструкции резервуара изготовлены _____
дата окончания отгрузки

_____
наименование предприятия-изготовителя

Проект производства работ (ППР) _____
номер проекта

разработан _____
наименование организации-разработчика

Монтаж стальных конструкций _____
наименование строительно-монтажной организации

дата монтажа: _____ _____
начало окончание

Строительство основания и фундамента _____
наименование строительно-монтажной организации

дата строительства: _____ _____
начало окончание

Испытания резервуара:_____ _____ _____
результаты начало окончание

Конструкции резервуара смонтированы с _____ по _____
начало окончание

Антикоррозионная защита резервуара _____
наименование организации-исполнителя

Разработка чертежей уплотняющего затвора _____
наименование организации-разработчика

Изготовление уплотняющего затвора _____
наименование организации-изготовителя

Разработка систем: пожаротушения, молниезащиты, заземления, водоспуска (в РВСПК) и других _____

наименование организации-разработчика

Технические характеристики резервуара

Диаметр внутренний _____ мм.

Высота стенки _____ мм.

Вместимость _____ $м^3$.

Максимально допустимый уровень наполнения по проекту: _____ м.

Термоизоляция крыши выполнена толщиной: _____ мм, из материала _____

Термоизоляция стенки выполнена толщиной: _____ мм, из материала _____

Антикоррозийная защита резервуара

Защищаемая поверхность резервуара	Покрытие (материал, число и толщина слоев)	Электрохимическая защита (ЭХЗ)	
		протекторная	катодная
Внутренняя: - днище; - первый пояс; - стенка; - крыша. Наружная: - днище; - стенка; - крыша			

Диаметр, мм:

- плавающей крыши _____
- понтона _____

Погружение в воду, мм:

- плавающей крыши _____
- понтона _____

Тип системы водоспуска _____

Масса, т:

- плавающей крыши _____
- понтона _____

Ширина уплотняющегося зазора: _____ мм.

Марка уплотняющего затвора: _____

Пределы рабочего хода уплотняющего затвора: _____ мм.

Данные об основании резервуара:

а) грунт, на котором устроена подушка _____;

б) нижний слой подушки выполнен толщиной _____ мм;

из материала _____;

в) верхний слой подушки выполнен толщиной _____ мм;

из материала _____;

г) способ укрепления откоса подушки _____;

д) осадка основания после испытания резервуара водой составила _____ мм.

Проведение периодической проверки осадки основания

Дата	Способ проверки	Результаты проверки	Организация, проводившая проверку	Место хранения акта проверки

Проведение ремонта основания

Дата	Описание ремонта	Организация, проводившая ремонт	Место хранения акта на проведенный ремонт

Перечень установленного на резервуаре оборудования

Наименование оборудования	Тип (марка)	Число, шт.	Изготовитель	Дата установки
Клапан дыхательный				
Клапан предохранительный				
Огневой предохранитель				
Уровнемер				
Пеногенератор				
Пробоотборник				
Термовещатель				
Устройство размыва донных отложений				
Оборудование подслойного пожаротушения				
Сигнализатор уровня				
Примечание _____ о замене оборудования				

Размеры установленного на резервуаре оборудования

Наименование оборудования	Диаметр *D*, мм	Число, шт.
Люк световой		
Люк измерительный		
Патрубок для дыхательных клапанов		
Патрубок вентиляционный		
Перепускное устройство		
Клапан сифонный		
Примечание		

Патрубок приемо-раздаточный

Диаметр *D*, мм	Число, шт.	Расстояние от днища резервуара до оси патрубка, мм
Примечание		

Люк-лаз

Диаметр, мм	Число, шт.	Расстояние от нижней кромки люка-лаза до днища резервуара, мм
Примечание		

Отклонения резервуара от вертикали, выявленные при приемке в эксплуатацию

Дата проверки	Способ проверки	Результат проверки	Организация, проводившая проверку	Место хранения акта на проверку отклонений от вертикали

Испытания резервуара

Дата испытания	Испытуемый элемент резервуара	Метод испытания	Результаты испытания	Организация, проводившая испытания	Место хранения акта на испытание

Сведения об авариях резервуара

Дата	Описание аварии	Причины аварии	Место хранения акта об аварии

Сведения об очистке резервуара

Дата (начало, конец)	Причина очистки	Способ очистки	Организация, проводившая очистку	Место хранения акта об очистке

Техническое диагностирование резервуара (тип обследования: частичное, полное)

Дата	Что подвергалось диагностированию	Способ диагностирования	Результат диагностирования	Организация, проводившая диагностирование	Место хранения заключения по проведенному диагностированию

Ремонт резервуара

Дата	Характер и вид ремонта	Что подвергалось ремонту	Способ ремонта	Качество и результат ремонта	Организация, проводившая ремонт	Место хранения акта на ремонт

Материалы для изготовления резервуара

Основные материалы для изготовления резервуара

Наименование элемента резервуара	Марка стали	Марка электрода
Днище резервуара		
Цилиндрическая часть		
Стационарная крыша		
Понтон		
Плавающая крыша		

Сведения о поверке резервуара

Дата	Организация, проводившая поверку	Дата и номер свидетельства о поверке	Дата следующей поверки	Результаты поверки

Приложения (с указанием места хранения):

1 Деталировочные чертежи стальных конструкций (КМД) № _____ и рабочие чертежи (КМ) № _____.

2 Заводские сертификаты на изготовленные стальные конструкции.

3 Документ о согласовании отступлений от проекта при монтаже.

4 Акты приемки скрытых работ.

5 Документы (сертификаты и др.), удостоверяющие качество электродов, электродной проволоки, флюсов и прочих материалов, примененных при монтаже.

6 Схемы геодезических измерений при проверке разбивочных осей и установке конструкций.

7 Журнал сварочных работ.

8 Акты испытания резервуаров и оборудования.

9 Описи удостоверений (дипломов) о квалификации сварщиков, проводящих сварку конструкций при монтаже.

10 Документы результатов испытания сварных монтажных швов.

11 Заключение по просвечиванию сварных монтажных швов рентгено- или гамма-лучами и схемы расположения мест просвечивания.

12 Акты приемки смонтированного оборудования.

13 Акт приемки резервуара в эксплуатацию.

14 Градуировочная таблица.

Сведения о проверке и заполнении паспорта

Дата	Сведения о проверке и заполнении паспорта	Должность, инициалы, фамилия	Подпись

Приложение Е
(рекомендуемое)

Форма паспорта железобетонного резервуара

Паспорт железобетонного резервуара

Тип _____ Номер резервуара _____

Дата составления паспорта _____

Место монтажа резервуара _____
наименование предприятия

Назначение резервуара (вид хранимого продукта) _____

Сведения о конструкции стенок, днища и покрытия _____
_____
материал, тип и размеры

Наименование проектной организации _____

Номер типового проекта _____

Конструкции резервуара изготовлены _____
дата окончания отгрузки
_____
наименование предприятия-изготовителя

Проект производства работ (ППР) _____
номер проекта
разработан _____
наименование организации-разработчика

Строительство основания и днища _____
(наименование строительно-монтажной организации

сроки строительства _____ _____
начало окончание

Монтаж железобетонных конструкций _____
наименование строительно-монтажной организации

сроки монтажа _____ _____
начало окончание

Отклонения от проекта, допущенные при строительстве резервуара и монтаже оборудования _____
_____

Испытания резервуара и результат испытаний _____

Сроки испытаний _____ _____
начало окончание

Дата приемки резервуара _____

Дата ввода резервуара в эксплуатацию _____

Разработка рабочих чертежей затвора, уплотняющего резервуар с плавающей крышей _____
_____
наименование организации-разработчика

Изготовление затвора _____
наименование предприятия-изготовителя

Разработка рабочих чертежей систем: размыва донных отложений, пожаротушения, молниезащиты, заземления, водоспуска (в ЖБР) и прочих _____
_____
наименование организации-разработчика

Разработка ППР антикоррозийной защиты поверхности железобетонных конструкций _____
_____
наименование организации-разработчика

Антикоррозионная защита поверхности железобетонных конструкций _____
_____
наименование организации-исполнителя

Технические характеристики резервуара

Основные размеры резервуара, мм _____
диаметр, ширина, длина

Высота стенки, мм _____

Геометрический объем, $м^3$ _____

Максимально допустимый уровень заполнения по проекту, м _____

Конструкция и форма резервуара _____
монолитная, сборная, прямоугольная, цилиндрическая

Размеры приямка для зачистки _____

Уклон днища _____

Сведения об основании резервуара _____
песчаный слой, подготовка, гидроизоляция

Антикоррозийная защита резервуара

Защищаемая поверхность резервуара	Покрытие (материал, количество и толщина слоев)	Электрохимическая защита катодная
внутренняя наружная покрытие		

Диаметр плавающей крыши, мм _____

Погружение в воду плавающей крыши, мм _____

Тип системы водоспуска _____

Масса плавающей крыши, т _____

Ширина уплотняющего зазора, мм _____

Марка уплотняющего затвора _____

Пределы рабочего хода уплотняющего затвора, мм _____

Осадка основания после испытания резервуара водой составила, мм _____

Проверка осадки основания нивелировкой покрытия резервуара

Дата	Результат проверки	Организация, проводившая проверку	Место хранения акта проверки

Перечень установленного на резервуаре оборудования

Наименование оборудования	Тип (марка)	Число, шт.	Изготовитель	Дата установки
Клапан дыхательный				
Клапан предохранительный				
Огневой предохранитель				
Зачистной насос				
Средство измерения уровня				
Сигнализатор уровня				
Пробоотборник				
Термоизвещатель				
Система размыва донных отложений				
Примечание _____ о замене оборудования				

Размеры установленного на резервуаре оборудования

Наименование оборудования	Диаметр, мм	Число, шт.
Люк измерительный		
Люк световой		
Люк-лаз		
Патрубок для дыхательного клапана		
Примечание _____		

Приемо-раздаточное устройство (ввод приемо-раздаточных труб через днище резервуара):
- тип _____;
- число, шт. _____;

Приемо-раздаточный патрубок (ввод приемо-раздаточных труб через стенку резервуара):
- диаметр, мм _____;
- число, шт. _____.

Испытания резервуара

Дата испытания	Испытуемый элемент резервуара	Метод испытания	Результат испытания	Организация, проводившая испытания	Место хранения акта на испытание

Сведения об авариях резервуара

Дата	Описание аварии	Причина аварии	Место хранения акта об аварии

Сведения об очистке резервуара

Дата (начало, окончание)	Причина очистки	Способ очистки	Организация, проводившая очистку	Место хранения акта об очистке

Техническое диагностирование резервуара (тип обследования: частичное, полное)

Дата	Что подвергалось диагностированию	Способ диагностирования	Результат диагностирования	Организация, проводившая диагностирование	Место хранения акта о зачистке

Ремонт резервуара

Дата	Характер и вид ремонта	Что подвергалось ремонту	Способ ремонта	Качество и результат ремонта	Организация, проводившая ремонт	Место хранения актов результатов ремонта

Сведения о поверке резервуара

Дата	Организация, проводившая поверку	Дата и номер свидетельства о поверке	Дата следующей поверки	Результаты поверки

Приложения (с указанием места хранения):

1 Комплект чертежей резервуара, его оборудования и защитных устройств.

2 Заводские сертификаты на железобетонные конструкции.

3 Документы о согласовании отклонений от проекта.

4 Акт приемки основания и его нивелирования.

5 Акт приемки изоляции днища.

6 Акты на скрытые работы.

7 Акты испытания резервуара и оборудования.

8 Журнал строительных и монтажных работ с указанием атмосферных условий в период строительства резервуара.

9 Журнал регистрации нивелирных отметок.

10 Акт на гидравлическое испытание резервуара на прочность.

11 Акт на испытание покрытия резервуара на газонепроницаемость.

12 Акт приемки резервуара в эксплуатацию.

Сведения о проверке и заполнении паспорта

Дата	Сведения о проверке и заполнении паспорта	Должность, инициалы, фамилия	Подпись

Приложение Ж
(рекомендуемое)

Форма паспорта стального горизонтального цилиндрического резервуара, работающего под давлением не выше 0,07 МПа (0,7 кгс/см^2), без давления

Паспорт
стального горизонтального цилиндрического резервуара, работающего под давлением не выше 0,07 МПа (0,7 кгс/см^2), без давления

Тип _____ Номер резервуара _____
Форма днища: переднего _____; заднего _____
Дата составления паспорта _____

1 Общие данные

Наименование и адрес владельца резервуара _____
Наименование и адрес предприятия-изготовителя _____
Год изготовления _____
Назначение резервуара _____

2 Технические характеристики поясов резервуара

Номер пояса	Внутренний диаметр пояса, мм	Внутренняя длина пояса, мм	Высота (выпуклость) днища, мм

3 Характеристика резервуара

Таблица Ж.1

Характеристика		Наименование рабочего пространства		
		корпус	рубашка	трубное пространство
Рабочее или условное давление, МПа (кгс/см^2)				
Рабочее давление, МПа (кгс/см^2)				
Пробное давление, МПа (кгс/см^2)	гидравлическое			
	пневматическое			
Испытательная среда				
Температура испытательной среды, °С				
Внутренний диаметр (средний), мм				
Длина, мм				
Наименование рабочей среды				
Вместимость, м^3				
Масса пустого резервуара, т				
Перемешивающее устройство	число оборотов, мин$^{-1}$			
	мощность двигателя, кВт			

4 Материал основных частей

Наименование деталей (обечайка, днище, патрубки, фланцы, крепеж и др.)	Материал, ГОСТ, ТУ

5 Комплектующие изделия (основные)

Наименование и характеристики	ГОСТ, ТУ	Предприятие-изготовитель

6 Сведения по испытаниям на предприятии-изготовителе_____

7 Отклонение от чертежа при изготовлении_____

8 Перечень прилагаемой технической документации

Наименование документа	Обозначение	Номер документа	Число экземпляров

м.п. Технический руководитель
(Главный инженер) предприятия
Начальник ОТК

9 Приложение к паспорту
- чертеж общего вида резервуара;
- материал по расчету на прочность;
- инструкция по монтажу;
- руководство по эксплуатации.

Приложение И
(рекомендуемое)

Форма технологической карты эксплуатации резервуаров товарных парков

Согласовано
Зам. ген. директора по ТТО ОАО МН

_____
инициалы, фамилия

Утверждаю
Главный инженер
ОАО МН

_____
инициалы, фамилия

И.1 Технологическая карта по эксплуатации резервуаров товарных парков НПС (ЛПДС)
_____ОАО _____
по состоянию на _____20__ г.

Таблица И.1 — Данные технологической карты

№ п/п	Наименование НПС (ЛПДС)	Резервуар	Номер резервуара по технологической схеме	Абсолютная отметка днища	Базовая высота	Параметры резервуара			Оборудование резервуара								Диаметр ПРП	Расстояние от днища и резервуара до оси ПРП	Число ПРП	Максимальная допустимая производительность заполнения (опорожнения) резервуара	Высота конструкционная	Номер технологической группы	Расчетная производительность заполнения (опорожнения) резервуара
						Высота	Диаметр	Вместимость по строительному номиналу	Тип, число, производительность дыхательного клапана			Тип, число, производительность предохранительного клапана			Система размыва, мин. допуст. уровень взлива при размыве	Уровнемер							
			тип		м	см	м	$м^3$	тип	шт	$м^3/ч$	тип	шт	$м^3/ч$	тип(см)	тип	см	см	шт	$м^3/ч$	см		$м^3/ч$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24

Окончание таблицы И.1

Верхний аварийный уровень	Вместимость по верхнему аварийному уровню	Верхний допустимый уровень	Вместимость по верхнему допустимому уровню	Верхний нормативный уровень	Вместимость, соответствующая верхнему нормативному уровню	Нижний аварийный уровень	Вместимость по нижнему аварийному уровню	Нижний допустимый уровень	Вместимость по нижнему допустимому уровню	Нижний нормативный уровень	Вместимость по нижнему нормативному уровню — технологический остаток	Уровень аварийного запаса	Вместимость по уровню аварийного запаса	Емкость аварийного запаса	Товарная вместимость резервуарного парка без учета выведения из технологии	Коэффициент использования вместимости резервуарного парка без выведения из технологии K''	Товарная вместимость выведенная из технологии, из-за				Товарная вместимость резервуарного парка с учетом выведения из технологии	Коэффициент использования товарной вместимости резервуарного парка с учетом выведения из технологии K''
																	ремонта резервуаров	наличия дефектов в конструкции резервуаров	выведения резервуаров из эксплуатации	всего		
см	$м^3$	см	$м^3$	см	$м^3$	см	$м^3$	см	$м^3$	см	$м^3$	см	$м^3$	$м^3$	$м^3$		$м^3$	$м^3$	$м^3$	$м^3$	$м^3$	
25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47

Главный инженер РНУ (только для заполнения форм РНУ) _____

Начальник ТТО РНУ (только для заполнения форм РНУ) _____

Начальник О ЭРНУ (только для заполнения форм РНУ) _____

Начальник АСУП РНУ (только для заполнения форм РНУ) _____

Начальник НПС (ЛДПС) (только для заполнения форм РНУ) _____

Начальник ОЭ ОАО _____

Начальник ТТО ОАО _____

Главный технолог ОАО _____

Начальник АСУП ОАО _____

Начальник ДС ОАО _____

И.2 Рекомендации по составлению технологических карт эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз

И.2.1 Общие положения

Приведенная в настоящем приложении форма технологической карты эксплуатации резервуаров является рекомендательной и позволяет организации, эксплуатирующей резервуарные парки, при составлении технологических карт исключать из них или дополнять их отдельными показателями, графами.

И.2.2 Пояснения по заполнению отдельных граф формы технологической карты

И.2.2.1 Графа 9 (вместимость резервуара по строительному номиналу)

Вместимость (внутренний объем) резервуара по строительному номиналу $V_{стр}$, м^3, в соответствии с [3] вычисляют как произведение площади днища на высоту стенки резервуара с учетом наличия кронштейнов, пенокамер, расположенных на стенке резервуара, и высоты затвора плавающей крыши (понтона).

И.2.2.2 Графа 21 (максимальная допустимая производительность заполнения (опорожнения) резервуара)

Максимальную допустимую производительность заполнения (опорожнения) резервуара $Q_{max\ доп}$, м^3/ч:

а) для резервуаров со стационарной крышей без понтона $Q'_{max\ доп}$ вычисляют по формуле

$$Q'_{max\ доп} = 0{,}85 \sum_{i=1}^{n} (Q_{кл})_i, \qquad (И.1)$$

где $(Q_{кл})_i$ — паспортная производительность i-го дыхательного клапана с огневым предохранителем, м^3/ч;

n — число дыхательных клапанов;

б) для резервуаров с понтоном (плавающей крышей) производительность, соответствующая максимальной скорости движения понтона (плавающей крыши), установленной проектом или исполнительной документацией не должна превышать значения, вычисленного:

1) для резервуаров с понтоном по формуле

$$Q''_{max\ доп} = 2{,}75 \cdot D^2; \qquad (И.2)$$

2) для резервуаров с плавающей крышей по формуле

$$Q'''_{max\ доп} = 3{,}14 \cdot D^2, \qquad (И.3)$$

где D — внутренний диаметр резервуара, м.

Таким образом рассчитывают производительность заполнения (опорожнения) резервуара с учетом ограничения движения продукта с целью обеспечения электростатической безопасности.

И.2.2.3 Графа 24 (расчетная производительность заполнения (опорожнения) резервуара)

Расчетные производительности:

- заполнения резервуара продуктом $Q_З$,м^3/ч, вычисляют по формуле

$$Q_З = \frac{\sum_{j=1}^{m_1} (Q_З)_j}{m_1}, \qquad (И.4)$$

где $(Q_З)_j$ — максимальная пропускная способность j-го подводящего трубопровода от данной группы резервуаров в соответствии с картами технологических режимов работы, м^3/ч;

m_1 — число резервуаров, фактически находящихся в эксплуатации в технологической группе на дату проведения расчета;

- опорожнения резервуара $Q_о$, м^3/ч, вычисляют по формуле

$$Q_о = \frac{\sum_{i=1}^{m_2} (Q_о)_i}{m_2}, \qquad (И.5)$$

где $(Q_о)_i$ — максимальная пропускная способность i-го отводящего трубопровода от данной группы резервуаров, в соответствии с картами технологических режимов работы, м^3/ч;

m_2 — число резервуаров, фактически находящихся в эксплуатации в технологической группе на дату проведения расчета.

Расчетные производительности $Q_З$ и $Q_о$ должны соответствовать условию:

$$Q_{З(0)} \le Q_{max\ доп}, \quad (И.6)$$

где $Q_{max\ доп}$ — максимальная допускаемая производительность, вычисляемая по формуле (И.1) или по формулам (И.2), (И.3), м^3/ч.

И.2.2.4 Графа 25 (верхний аварийный уровень)

Верхний аварийный уровень $H_{в.авар}$, мм, в соответствии с [4], вычисляют по формуле

$$H_{в.авар} = H_{констр} + \Delta - H_t - H_п, \quad (И.7)$$

где $H_{констр}$ — высота, определяемая типом и конструкцией резервуара, мм;

Δ — конусность днища: высота (глубина) точки касания днища грузом измерительной рулетки относительно уторного шва (контура днища) резервуара. Имеет знак «—», если днище имеет выпуклость от центра, знак «+», если к центру;

H_t — высота, обеспечивающая запас вместимости на температурное расширение продукта, значение которого принято равным 100 мм;

$H_п$ — высота части понтона (плавающей крыши), находящаяся выше поверхности продукта, мм.

Значение высоты $H_{констр}$ определяют:

- для РВС со стационарной крышей и с понтоном от днища в районе уторного шва (с учетом конусности Δ) до нижней образующей пенокамеры;
- для резервуаров РВСПК — от днища в районе уторного уголка до верха стенки (с учетом конусности Δ) и конструктивных особенностей (кронштейнов, пенокамер, расположенных на стенке резервуара и высоты затвора);
- для ЖБР — от днища (с учетом Δ) до плит перекрытия.

Значение величины H_t, равное 100 мм отсчитывают:

- для ЖБР и РВС со стационарной крышей — от нижнего габарита оборудования, установленного на стенке резервуара;
- для РВС с понтоном — от нижнего габарита оборудования, установленного на стенке резервуара, до верхней образующей понтона или уплотняющего затвора;
- для РВС с плавающей крышей — от верха стенки или проектных конструктивных элементов, смонтированных на стенке (кронштейнов крепежных элементов оборудования, пенокамер и т. п.) до верхней образующей плавающей крыши или уплотнительного затвора.

Значение $H_п$, мм, вычисляют по формуле

$$H_п = H_{п(пк)} - H_{пг}, \quad (И.8)$$

где $H_{п(пк)}$ — высота понтона (плавающей крыши) с учетом выступающих элементов затвора, мм;

$H_{пг}$ — глубина погружения понтона (плавающей крыши) в продукт, вычисленная по формуле

$$H_{пг} = \frac{м_п \cdot 10^{-3}}{\rho \cdot F}, \quad (И.9)$$

где $м_п$ — масса понтона (плавающей крыши), принимаемая по протоколу поверки резервуара или проектно-исполнительной документации, кг;

ρ — среднегодовая плотность продукта (расчетная), кг/м^3;

F — площадь понтона (плавающей крыши), м^3;

И.2.2.5 Графа 26 (вместимость по верхнему аварийному уровню)

Вместимость резервуара по верхнему аварийному уровню $V_{в.авар}$, м^3, определяют по градуировочной таблице резервуара, используя значение верхнего аварийного уровня, вычисляемого по формуле (Е.7).

И.2.2.6 Графа 27 (верхний допустимый уровень)

Верхний допустимый уровень $H_{в.доп}$, мм, определяют по градуировочной таблице резервуара, используя значение вместимости резервуара по верхнему допустимому уровню $V_{в.доп}$.

Значение $V_{в.доп}$, м^3, вычисляют по формуле

$$V_{в.доп} = V_{в.авар} - V_{задв}, \quad (И.10)$$

где $V_{в.авар}$ — вместимость резервуара, определяемая по градуировочной таблице резервуара, используя значение верхнего аварийного уровня, вычисляемого по формуле (И.7), м^3;

$V_{задв}$ — вместимость резервуара, необходимая для принятия продукта в резервуар за время закрытия задвижек ПРП, м^3.

И.2.2.7 Графа 29 (верхний нормативный уровень)

Верхний нормативный уровень $H_в$, мм, определяют по градуировочной таблице резервуара, используя значение вместимости резервуара $V_в$ по верхнему нормативному уровню:

Вместимость резервуара по верхнему нормативному уровню $V_в$, м^3:

- для резервуаров с аварийной вместимостью $V'_в$ вычисляют по формуле

$$V'_в = V_{в.авар} - V_{а.п} - V^в_{т.з}, \quad (И.11)$$

- для резервуаров без аварийной вместимости $V''_в$ вычисляют по формуле

$$V''_в = V_{в.авар} - V^в_{т.з}, \quad (И.12)$$

где $V_{а.п}$ — вместимость резервуара, достаточная для приема продукта из трубопровода в резервуар на время оперативных действий по отключению резервуара или переключения для приема продукта с одного резервуара в другой, м^3.

Значение $V_{а.п}$, м^3, вычисляют по формуле

$$V_{а.п} = \frac{Q_{сут}}{24}, \quad (И.13)$$

где $Q_{сут}$ — суточная производительность технологического участка нефтепровода (при нескольких технологических участках — по участку с наибольшей максимальной производительностью) на максимальном режиме, м^3/ч.

Значение $V^в_{т.з}$, м^3, вычисляют по формуле

$$V^в_{т.з} = Q_з \cdot t, \quad (И.14)$$

где t — время, необходимое для выполнения технологических операций по остановке закачки продукта в резервуар, значение которого принято равным 0,25 часа;

$Q_з$ — расчетная производительность заполнения резервуара продуктом, вычисляемая по формуле (И.4), м^3/ч.

И.2.2.8 Графа 30 (вместимость, соответствующая верхнему нормативному уровню)

Вместимость, соответствующая верхнему нормативному уровню $V_в$, вычисляют по формуле (И.11) или по формуле (И.12), м^3.

И.2.2.9 Графа 31 (нижний аварийный уровень)

Нижний аварийный уровень $H_{н.авар}$, мм:

а) для резервуара со стационарной крышей:

1) оборудованного ПРУ-Д величину $V'_{н.авар}$, мм, вычисляют по формуле

$$H'_{н.авар} = H_щ + H_{в.о}, \quad (И.15)$$

где $H_щ$ — высота от днища резервуара до верха щели ПРУ-Д, мм;

$H_{в.о}$ — запас уровня продукта на воронкообразование с учетом наличия донных отложений, значение которого принято равным 300 мм;

2) оборудованного ПРП с хлопушкой $V''_{н.авар}$ вычисляют по формуле

$$V''_{н.авар} = H_{кр} + A, \quad (И.16)$$

где $H_{кр}$ — критическая высота уровня продукта в резервуаре, при которой начинается устойчивое истечение с воронкой, мм;

A — высота от днища резервуара до оси ПРП, мм;

Значение $H_{кр}$, вычисляют по формуле

$$H_{кр} = 0,025 \cdot d_п \cdot \sqrt[3]{Re} \cdot \sqrt{\varphi} \cdot 10^3, \quad (И.17)$$

где Re — критерий Рейнольдса;

$d_п$ — диаметр ПРП,м;

φ — угол среза ПРП, рад.

Значение Re вычисляют по формуле

$$Re = W \cdot d_п / \gamma,$$

где W — скорость продукта в одном ПРП, значение которой определяют по максимальной производительности заполнения (опорожнения) резервуара, м/с;

γ — кинематическая вязкость продукта при максимальной температуре перекачки продукта, м^2/с;

б) для резервуара с плавающей крышей (понтоном) $V'''_{н.авар}$, мм, вычисляют по формуле

$$V'''_{н.авар} = H_{ст} + H_{д} + H_{пг}, \quad (И.18)$$

где $H_{ст}$ — высота стойки, находящейся ближе к измерительному люку, измеренная от днища резервуара до нижней деки плавающей крыши или понтона, мм;

$H_{д}$ — расстояние, значение которого равно 100 мм;

$H_{пг}$ — глубина погружения понтона (плавающей крыши) в продукт, значение которого определяют по формуле (И.9),мм.

И.2.2.10 Графа 32 (вместимость по нижнему аварийному уровню)

Вместимость резервуара по нижнему аварийному уровню $V_{н.авар}$, м^3 определяют по градуировочной таблице резервуара, используя значение нижнего аварийного уровня $H_{н.авар}$, вычисляемого по формуле (И.15) или (И.16), или (И.18).

И.2.2.11 Графа 33 (нижний допустимый уровень)

Нижний допустимый уровень налива $H_{н.доп}$, мм, определяют по градуировочной таблице резервуара, используя значение вместимости резервуара по нижнему допускаемому уровню $V_{н.доп}$

Значение $V_{н.доп}$, м^3, вычисляют по формуле

$$V_{н.доп} = V_{н.авар} + V_{задв}, \quad (И.19)$$

где $V_{н.авар}$ — вместимость, определенная по градуировочной таблице резервуара, используя значение нижнего аварийного уровня $H_{н.авар}$;

$V_{задв}$ — вместимость резервуара, необходимая для принятия продукта в резервуар за время закрытия ПРП,м^3;

И.2.2.12 Графа 34 (вместимость по нижнему допустимому уровню)

Вместимость по нижнему допустимому уровню $V_{н.доп}$, м^3, вычисляют по формуле (И.19),м^3.

И.2.2.13 Графа 35 (нижний нормативный уровень)

Нижний нормативный уровень налива $H_{н}$ определяют уровнем, необходимым для продолжения откачки продукта из резервуаров технологической группы без изменения режима перекачки до минимального допустимого в течение времени, достаточного для выявления причин и ликвидации отказа перекачивающей насосной станции на приемном участке нефтепровода, а также вывода этого участка на рабочий режим перекачки.

Нижний нормативный уровень налива $H_{н}$, мм, определяют по градуировочной таблице резервуара, используя значение вместимости по нижнему нормативному уровню $V_{н}$.

Значение $V_{н}$, м^3, вычисляют по формуле

$$V_{н} = V_{н.авар} + V^{н}_{т.з}, \quad (И.20)$$

где $V_{н.авар}$ — вместимость резервуара, определенная по градуировочной таблице резервуара, используя значение нижнего аварийного уровня, рассчитанного по формуле (И.15) или по формулам (И.16), (И.17);

$V^{н}_{т.з}$ — объем технологического запаса, равный вместимости резервуара, достаточной для откачки продукта из резервуара на время оперативных действий по отключению резервуара или переключению для приема продукта с одного резервуара в другой, вычисленный по формуле

$$V^{н}_{т.з} = Q_{о} \cdot (t + t_{задв}), \quad (И.21)$$

где $Q_{о}$ — расчетная производительность опорожнения резервуара, м^3/ч;

t — время, необходимое для выполнения технологических операций по остановке откачки продукта из резервуара, значение которого принято равным 0,2 ч;

$t_{задв}$ — время, необходимое для закрытия задвижек ПРП при срабатывании защиты по нижнему уровню налива, ч.

Значение $Q_{о}$ вычисляют по формуле (И.4), м^3/ч.

И.2.2.14 Графа 36 (вместимость по нижнему нормативному уровню — технологический остаток)

Вместимость резервуара по нижнему нормативному уровню $V_{н}$ вычисляют по формуле (И.20),м^3.

И.2.2.15 Графа 37 (уровень аварийного запаса)

Уровень аварийного запаса $H_{а}$, мм, определяют по градуировочной таблице резервуара, используя значение вместимости $V_{а}$, соответствующее уровню аварийного запаса.

Значение $V_{а}$, м^3, вычисляют по формуле

$$V_{а} = V_{в.авар} - V_{а.рп}, \quad (И.22)$$

где $V_{в.авар}$ — вместимость по верхнему аварийному уровню, определенная по И.3.2.6, м^3;

$V_{а.рп}$ — аварийная вместимость, м^3.

Значение аварийной вместимости принимают равным пропускной способности технологического участка трубопровода в течение часа. При нескольких параллельных продуктопроводах $V_{а.рп}$ вычисляют по технологическому участку с максимальной производительностью.

Значение $V_{а.рп}$, м^3, вычисляют по формуле

$$V_{а.рп} = Q_{сут} / 24. \quad (И.23)$$

где $Q_{сут}$ — суточная производительность технологического участка трубопровода, м^3/ч.

И.2.2.16 Графа 39 (емкость аварийного запаса)

Емкость аварийного запаса $V_{а.рп}$ вычисляют по формуле (И.23), м^3.

И.2.2.17 Графа 38 (вместимость по уровню аварийного запаса)

Вместимость аварийного запаса $V_{а.}$ вычисляют по формуле (И.22), м^3.

И.2.2.18 Графа 40 (товарная вместимость резервуарного парка без учета выведения резервуаров из технологии.

Товарную вместимость резервуарного парка без выведения резервуаров из технологии $V'_т$, м^3, вычисляют по формуле

$$V'_т = V_в - V_н, \quad (И.24)$$

где $V_в$ — вместимость по верхнему нормативному уровню, вычисляемого по формуле (И.11) или (И.12), м^3.

$V_н$ — вместимость по нижнему нормативному уровню, вычисляемая по формуле (И.20),м^3.

И.2.2.19 Графа 41 (коэффициент использования вместимости резервуарного парка без выведения из технологии K')

Коэффициент K' вычисляют по формуле

$$K' = \frac{V_т}{V_{стр}}, \quad (И.25)$$

где $V_т$ — товарная вместимость резервуарного парка, вычисляемая по формуле (И.24),м^3.

$V_{стр}$ — вместимость резервуарного парка по строительному номиналу резервуаров,м^3.

И.2.2.20 Графа 46 (товарная вместимость резервуарного парка с учетом выведения из технологии)

Товарную вместимость резервуарного парка с учетом выведения из технологии $V''_т$, м^3, вычисляют по формуле

$$V''_т = V_т - V_{т.выв}, \quad (И.26)$$

где $V_{т.выв}$ — вместимость резервуаров резервуарного парка, выведенных из технологического процесса, м^3.

И.2.2.21 Графа 47 (коэффициент использования товарной вместимости резервуарного парка с учетом выведения из технологии K'')

Коэффициент использования товарной вместимости резервуарного парка с учетом выведения из технологии K'', вычисляют по формуле

$$K'' = \frac{V''_т}{V_{стр}}. \quad (И.27)$$

Библиография

[1] Отраслевой регламент ОР-23.020.00-КТН-256—07 — Регламент расчета емкости (полезной) для товарных операций и разработки технологических карт на резервуары и резервуарные парки (утвержден ОАО «АК «Транснефть» 21.08.2007 г.)

[2] Стандарт организации СО 2-04-АКТНП-007—2007 — Правила технической эксплуатации, диагностики и ремонта стальных вертикальных резервуаров ОАО «АК «Транснефтепродукт» Утвержден приказом ОАО «АК «Транснефтепродукт» от 29 января 2007 г. № 10

[3] Отраслевой регламент ОР-13.02-45.21.30-КТН-002-1—09 — Регламент по проектированию и эксплуатации системы защиты резервуарных парков нефтеперерабатывающих станций и нефтебаз ОАО «АК «Транснефть» от воздействия опасных факторов молнии, статического электричества и искрения (утвержден ОАО «АК «Транснефть» 09.06.2003 г.)

[4] Правила защиты от статического электричества в производствах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности. Утверждены Министерством нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности СССР 31 января 1972 г.

УДК 5.3.091.092:624.03:624.041:006.354 МКС 17.020 Т80

Ключевые слова: резервуар, нефть, нефтепродукт, железобетон, сталь, понтон, крыша, цилиндр, терминал, парк, изготовление, основание, испытание, прием, оборудование, клапан, защита, стенка, днище, масса, измерение, уровень

Редактор *М.В. Глушкова*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *В.И. Варенцова*
Компьютерная верстка *А.В. Бестужевой*

Сдано в набор 08.10.2013. Подписано в печать 25.11.2013. Формат 60 ×84 1/8. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 6,70. Уч.-изд. л. 6,45. Тираж 139 экз. Зак. 1391.

ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 123995 Москва, Гранатный пер., 4.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru
Набрано во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ» на ПЭВМ.
Отпечатано в филиале ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ» — тип. «Московский печатник», 105062 Москва, Лялин пер., 6.

gost.e-ecolog.ru