

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

ОТТ-23.020.01-КТН-216-10

**Ёмкости и резервуары горизонтальные. Общие технические
требования**

Статус: Действует

Редакция: ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 (изм. 1, 2)

Перенабор Справочника проектировщика Стиллар.
Не является официальным изданием и сканом Стандартиформа.

1 Область применения

1.1 Настоящий документ устанавливает требования к проектированию, изготовлению и приемке емкостей и резервуаров горизонтальных, предназначенных для хранения и слива светлых и темных нефтепродуктов, нефти, масел, конденсата (в том числе в смеси с водой), промывочной жидкости (растворы моющих средств), а также резервуаров горизонтальных для аварийного сброса нефти и нефтепродуктов.

1.2 Настоящий документ распространяется на: - емкости подземные горизонтальные дренажные номинальным объемом до 100 м³ включительно и внутренним давлением до 0,07 МПа; - резервуары горизонтальные номинальным объемом до 100 м³ включительно и давлением до 0,07 МПа.

1.3 Требования настоящего документа не распространяются на емкости и резервуары двустенные.

1.4 Требования настоящего документа распространяются на емкости и резервуары горизонтальные. Дополнительные требования, относящиеся к различным видам исполнения емкостей и резервуаров, оговорены отдельно, с указанием на данный вид исполнения емкостей и резервуаров.

1.5 Настоящий документ является обязательным для применения всеми организациями и предприятиями, осуществляющими проектирование, изготовление, монтаж, наладку, ремонт, техническое диагностирование и эксплуатацию емкостей и резервуаров горизонтальных, разработку заказных спецификаций на поставку емкостей и резервуаров, а также осуществляющими технический надзор при изготовлении и приемке емкостей и резервуаров.

2 Нормативные ссылки

2 В настоящем документе использованы нормативные ссылки на следующие документы: ГОСТ Р 8.568-2017 Государственная система обеспечения единства измерений. Аттестация испытательного оборудования. Основные положения ГОСТ 9.014-78 Единая система защиты от коррозии и старения. Временная противокоррозионная защита изделий. Общие требования ГОСТ 9.602-2016 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарногигиенические требования к воздуху рабочей зоны Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 2 ГОСТ 12.1.007-76 Система

стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности ГОСТ 12.2.044-80 Система стандартов безопасности труда. Машины и оборудование для транспортирования нефти. Требования безопасности ГОСТ 12.3.009-76 Система стандартов безопасности труда. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности ГОСТ 12.4.026-2015 Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний ГОСТ Р 27.102-2021 Надежность в технике. Надежность объекта. Термины и определения ГОСТ 305-2013 Топливо дизельное. Технические условия ГОСТ 550-2020 Трубы стальные бесшовные для нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. Технические условия ГОСТ 2405-88 Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягомеры и тягонапорометры. Общие технические условия ГОСТ 2999-75 Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Виккерсу ГОСТ 6996-66 Сварные соединения. Методы определения механических свойств ГОСТ 8731-74 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические требования ГОСТ 8733-74 Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные и теплодеформированные. Технические требования ГОСТ 9454-78 Металлы. Метод испытания на ударный изгиб при пониженных, комнатной и повышенных температурах ГОСТ 1012-2013 Бензины авиационные. Технические условия ГОСТ 1667-68 Топливо моторное для среднеоборотных и малооборотных дизелей. Технические требования ГОСТ 5520-2017 Прокат толстолистовой из нелегированной и легированной стали для котлов и сосудов, работающих под давлением. Технические условия ГОСТ 8479-70 Поковки из конструкционной углеродистой и легированной стали. Общие технические условия Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 3 ГОСТ 10227-86 Топлива для реактивных двигателей. Технические условия ГОСТ 10433-75 Топливо нефтяное для газотурбинных установок. Технические условия; ГОСТ 10585-2013 Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия; ГОСТ 33259-2015 Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на номинальное давление до PN 250. Конструкция, размеры и общие технические требования ГОСТ 12971-67 Таблички прямоугольные для машин и приборов. Размеры ГОСТ 13716-73 Устройства строповые для сосудов и аппаратов. Технические условия; ГОСТ 14192-96 Маркировка грузов ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории,

условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды ГОСТ 19281-2014 Прокат из стали повышенной прочности. Общие технические условия ГОСТ 20799-88 Масла индустриальные. Технические условия ГОСТ 23170-78 Упаковка для изделий машиностроения. Общие требования ГОСТ 28759.5-2022 Фланцы сосудов и аппаратов. Технические требования ГОСТ 30546.1-98 Общие требования к машинам, приборам и другим техническим изделиям и методы расчета их сложных конструкций в части сейсмостойкости ГОСТ 30852.1-2002 (МЭК 60079-1:1998) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 1. Взрывозащита вида «взрывонепроницаемая оболочка» ГОСТ Р 51105-2020 Топлива для двигателей внутреннего сгорания. Бензин неэтилированный. Технические условия ГОСТ 34182-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения ГОСТ 34347-2017 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия ГОСТ Р 51866-2002 Топлива моторные. Бензин неэтилированный. Технические условия ГОСТ Р 52050-2006 Топливо авиационное для газотурбинных двигателей Джет А-1 (Jet A-1). Технические условия ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии ГОСТ Р 52368-2005 Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия ГОСТ Р 58617-2019 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Емкости и резервуары горизонтальные стальные. Общие технические условия Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 4 ГОСТ Р 59604.2-2021 Система аттестации сварочного производства. Часть 2. Аттестация персонала. Правила ГОСТ Р 59604.3-2021 Система аттестации сварочного производства. Часть 3. Проверка готовности организаций к выполнению сварочных работ. Правила ГОСТ Р 59604.4-2021 Система аттестации сварочного производства. Часть 4. Аттестация сварочных материалов. Правила ГОСТ Р 59604.5-2021 Система аттестации сварочного производства. Часть 5. Аттестация сварочного оборудования. Правила ГОСТ 34233.1-2017 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Общие требования ГОСТ 34233.2-2017 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Расчет цилиндрических и конических обечаек, выпуклых и плоских днищ и крышек ГОСТ 34233.3-2017 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Укрепление отверстий в обечайках и днищах при внутреннем и наружном давлениях. Расчет на прочность обечаек и днищ при внешних статических нагрузках на штуцер ГОСТ 34233.4-2017 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Расчет на прочность и герметичность фланцевых соединений ГОСТ 34233.5-2017 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Расчет

обечаек и днищ от воздействия опорных нагрузок ГОСТ 34233.6-2017 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Расчет на прочность при малоцикловых нагрузках ГОСТ 34233.7-2017 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Теплообменные аппараты СП 20.13330.2016 «СНиП 2.01.07-85* Нагрузки и воздействия» СП 52.13330.2016 «СНиП 23-05-95* Естественное и искусственное освещение» ОТТ-25.220.01-КТН-097-16 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионные покрытия для защиты наружной поверхности резервуаров, надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Общие технические требования ОТТ-25.220.01-КТН-113-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионное покрытие для защиты подземных трубопроводов и оборудования. Общие технические требования ОТТ-25.220.00-КТН-179-15 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Заводская тепловая изоляция труб и соединительных деталей трубопроводов. Общие технические требования Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 5 ОТТ-25.220.01-КТН-187-13 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионное покрытие для защиты внутренней поверхности резервуаров. Общие технические требования Раздел 2 (Измененная редакция, Изм. №2) П р и м е ч а н и е □ При пользовании настоящим нормативным документом целесообразно проверить действие ссылочных нормативных документов в соответствии с действующим «Перечнем законодательных актов и основных нормативных и распорядительных документов, действующих в сфере магистрального трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов». Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим нормативным документом следует руководствоваться заменяющим (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

3 В настоящем документе применены термины по ГОСТ Р 27.102, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 (Исключен. Изм. № 2).

3.2 величина заглубления: Условная глубина установки емкости (резервуара), измеряемая от верхней образующей наружной цилиндрической поверхности обечайки корпуса до условной плоскости поверхности грунта.

3.3 вылет патрубка (штуцера, люка): Расстояние от образующей наружной цилиндрической поверхности обечайки корпуса до плоскости разъема штуцера (люка) или кромки под сварное соединение патрубка (по ГОСТ Р 58617).

3.4 номинальное давление PN: Наибольшее избыточное давление при температуре среды 20 °С, при котором обеспечивается заданный срок службы оборудования, имеющего определенные размеры, обоснованные расчетом на прочность при выбранных материалах и характеристиках их прочности, соответствующих температуре 20 °С. П р и м е ч а н и е – Терминологическая статья составлена с учетом ГОСТ 24856.

3.5 пробное давление: Избыточное давление, при котором проводится гидравлическое испытание оборудования на прочность водой при температуре от 5 °С до 40 °С (по ГОСТ Р 58617).

3.6 рабочее давление: Максимальное внутреннее избыточное давление, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации оборудования (по ГОСТ Р 58617).

3.7 номинальный диаметр: Параметр, применяемый для трубопроводных систем в качестве характеристики присоединяемых частей арматуры (по ГОСТ 24856).

3.3 3.7 (Измененная редакция. Изм. № 2).

3.8 долговечность: Свойство объекта сохранять работоспособное состояние до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонта. Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 6 П р и м е ч а н и е – Терминологическая статья составлена с учетом ГОСТ 24856.

3.9 емкость: Устройство, предназначенное для подземного хранения и слива нефти, нефтепродуктов, промывочной жидкости (по ГОСТ Р 58617). 3.8, 3.9 (Измененная редакция. Изм. № 2).

3.10 емкость подземная горизонтальная дренажная: Емкость подземной установки, предназначенная для слива остатков темных и светлых нефтепродуктов, нефти, масел, конденсата, в том числе с водой из технологических сетей и аппаратов.

3.11 (Исключен. Изм. № 2).

3.12 минимально допустимая отрицательная температура: Минимальная температура стенки, при которой допускается эксплуатация емкости.

3.13 (Исключен. Изм. № 2).

3.14 номинальный объем: Условная величина, предназначенная для

идентификации емкости/резервуара при проектировании (по ГОСТ Р 58617).
(Измененная редакция. Изм. № 2).

3.15 (Исключен. Изм. № 2).

3.16 (Исключен. Изм. № 2).

3.17 (Исключен. Изм. № 2).

3.18 расчетное давление: Избыточное давление, на которое производится расчет прочности емкости/резервуара. П р и м е ч а н и е – Терминологическая статья составлена с учетом ГОСТ 24856. (Измененная редакция. Изм. № 2).

3.19 расчетная температура стенки: Температура, на которую производится расчет на прочность емкости (резервуара).

3.20 горизонтальный стальной резервуар: Устройство, предназначенное для надземного и подземного хранения и слива нефти, нефтепродуктов, промывочной жидкости (по ГОСТ Р 58617). (Измененная редакция. Изм. № 2).

3.21 (Исключен. Изм. № 2).

3.22 сейсмостойкость: Способность изделия сохранять прочность, устойчивость, герметичность и работоспособность во время и после землетрясения.

3.23 (Исключен. Изм. № 2).

4 Обозначения и сокращения

4 В настоящем документе применены следующие обозначения и сокращения:
АКП – антикоррозионное покрытие; Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть»
Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования
ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 7 ЗИП – запасные части, инструменты и принадлежности;
КД – конструкторская документация; КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика; НД – нормативный документ; ОТК (ООК) – отдел технического контроля (отдел обеспечения качества); ППР – проект производства работ; Реестр ОВП – Реестр основных видов продукции, применяемой ПАО «Транснефть»; РЭ – руководство по эксплуатации; СОД – средство очистки и диагностирования; ТД – техническая документация; ТУ – технические условия. Раздел 4 (Измененная редакция. Изм. № 2).

5 Факторы внешнего воздействия

5.1 Механическое воздействие 5.1.1 Сейсмостойкость Емкости и резервуары в зависимости от сейсмичности района размещения по шкале MSK-64 [1] должны изготавливаться в следующих исполнениях: несейсмостойкое исполнение для районов с сейсмичностью до 6 баллов включительно (С0); сейсмостойкое исполнение для

районов с сейсмичностью свыше 6 до 9 баллов включительно (С); повышенной сейсмостойкости для районов с сейсмичностью свыше 9 до 10 баллов включительно (ПС). Емкости и резервуары в несейсмостойком исполнении (С0) должны сохранять работоспособность, прочность и герметичность во время и после сейсмического воздействия до 6 баллов по шкале MSK-64 [1]. Емкости и резервуары в сейсмостойком исполнении (С) должны сохранять работоспособность, прочность и герметичность во время и после сейсмического воздействия до 9 баллов включительно по шкале MSK-64 [1]. Емкости и резервуары повышенной сейсмостойкости (ПС) должны сохранять работоспособность, прочность и герметичность во время и после сейсмического воздействия до 10 баллов включительно по шкале MSK-64 [1]. На сейсмостойкость должны быть рассчитаны корпус, патрубки, опоры и крепежные детали емкостей и резервуаров, а также другие ответственные элементы конструкции по Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 8 усмотрению изготовителя, повреждение, смещение или деформация которых может привести к разрушению, отказу емкости или к снижению ее эксплуатационных качеств и надежности. При расчете необходимо принимать, что на емкость или резервуар одновременно действуют эквивалентные нагрузки в вертикальном и горизонтальном направлении, а также учитывать действие рабочих нагрузок. Низшая собственная частота колебаний емкости или резервуара должна вычисляться по схеме жесткого закрепления патрубков и опор по верифицированным методикам и должно подтверждаться экспериментально. Значение эквивалентного расчетного максимального ускорения для 9 баллов, действующего на элементы конструкции изделия в горизонтальных направлениях, должно определяться по ГОСТ 30546.1 (рисунок 2) по кривой с 2 % относительным демпфированием. Значение эквивалентного расчетного максимального ускорения для 10 баллов вычисляется удвоением полученного значения для 9 баллов. Значение эквивалентного расчетного максимального ускорения, действующего на емкость или резервуар в вертикальном направлении, должно приниматься равным 0,7 от значения эквивалентного расчетного максимального ускорения для горизонтального направления. Расчетные сейсмические нагрузки на элементы конструкции емкости и резервуара должны определяться умножением эквивалентного расчетного максимального ускорения на инерционные характеристики емкости или резервуара.

5.1.2 Нагрузки от трубопроводов Емкости и резервуары должны быть рассчитаны на воздействие дополнительных усилий и моментов, передаваемых на патрубки от присоединяемых трубопроводов. Дополнительные усилия (моменты) определяются как сумма эксплуатационных и сейсмических усилий (моментов) и вычисляются по следующим формулам: - сила Q_H , H , по формуле: $Q_H = k \cdot \square_{кц} \cdot S$, (5.1) -

момент MH , Н·мм, по формуле: $MH = k \cdot \sigma_{кц} \cdot W$, (5.2) где k – коэффициент нагрузки, определяемый по таблице 5.1 в зависимости от назначения патрубка. Таблица 5.1 – Значения коэффициента нагрузки k Назначение патрубка Значение коэффициента k Емкости подземные горизонтальные дренажные Патрубки в стенке и днище емкости 1,5 Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 9 Резервуары горизонтальные Патрубки в стенке и днище резервуара 1,5 Продолжение таблицы 5.1 Назначение патрубка Значение коэффициента k Резервуары горизонтальные, предназначенные для аварийного сброса среды Патрубок аварийного сброса в днище резервуара 0,8 Прочие патрубки в стенке и днище резервуара 1,5 $\sigma_{кц}$ – кольцевое напряжение в присоединяемом трубопроводе от номинального давления, МПа, вычисляется по формуле: (5.3) где PP – расчетное давление, принимается равным номинальному давлению емкости (резервуара) PN , МПа; D – наружный диаметр присоединяемого к емкости (резервуару) трубопровода, мм; δ – толщина присоединяемого к емкости (резервуару) трубопровода, мм; S – площадь сечения трубопровода, мм², вычисляется по формуле: (5.4) W – момент сопротивления сечения трубопровода, мм³, вычисляется по формуле: (5.5) где J – осевой момент инерции сечения трубопровода, мм⁴, вычисляется по формуле: (5.6) Вычисленные данным образом значения нагрузок соответствуют случаю раздельного воздействия силы и момента. Расчет емкости/резервуара на прочность – по ГОСТ 34233.1 – ГОСТ 34233.7. Расчет нагрузок на фундамент от установленный емкости/резервуара – по ГОСТ 34233.5. (Измененная редакция. Изм. № 2).

5.1.3 Нагрузки от установленного оборудования Емкости и резервуары должны допускать воздействие дополнительных усилий, передаваемых на патрубки, люки и корпус от установленного оборудования (насосы, площадки, ограждения). Дополнительные усилия от насоса должны определяться с учетом массоинерционных характеристик насосного агрегата в условиях сейсмического воздействия, $\delta D P 2 1 \sigma P$ $кц \square \square \square \square \square \square \square \square \square \square \square \square \square$, $\delta D \delta \pi S \square \square \square \square$, $J 2 W D \square \square \square \square 4 4$) $2 (64 \pi J \square \square \square \square \square \square D D$ Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 10 указанного исполнения по сейсмостойкости. Для расчета нагрузок от насосного агрегата массу насосного агрегата следует принимать равной паспортной массе устанавливаемого насосного агрегата. Дополнительные усилия от площадки обслуживания должны определяться с учетом массы самой площадки и нормативной нагрузки на площадку (обслуживающий персонал, оборудование) в условиях

сейсмического воздействия указанного исполнения по сейсмостойкости.

5.1.4 Ветровая нагрузка (для надземной установки) Нормативное значение ветрового давления составляет не менее 0,48 кПа по СП 20.13330.2016. Скорость ветра (верхнее значение) составляет 50 м/с. Емкости должны быть рассчитаны на действие ветровых нагрузок с верхним значением скорости ветра и нормативным значением ветрового давления. При установке емкостей в районы со значениями скорости ветра и ветрового давления выше нормативных в расчет принимаются фактические значения максимальной скорости ветра и ветрового давления района установки. При скоростях ветра, вызывающих колебание резервуара с частотой, равной частоте собственных колебаний, необходимо производить поверочный расчет на резонанс. Расчетные усилия и перемещения при резонансе должны определяться как геометрическая сумма резонансных усилий и перемещений, а также усилий и перемещений от других видов нагрузок и воздействий, включая расчетную ветровую нагрузку. (Измененная редакция. Изм. № 2).

5.1.5 Снеговая нагрузка (для надземной установки) Нормативное значение веса снегового покрова на 1 м² горизонтальной поверхности составляет не менее 4,0 кПа по СП 20.13330.2016. (Измененная редакция. Изм. № 2).

5.1.6 Нагрузка от воздействия грунта (для подземной установки) Емкости и резервуары подземной установки должны допускать воздействие дополнительных усилий, передаваемых на корпус от воздействия грунта. При этом должна учитываться проектная глубина заложения емкости или резервуара и нагрузки, передаваемые от засыпного грунта при сейсмическом воздействии указанного исполнения по сейсмостойкости. Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 11 Требования данного пункта не применимы при подземной установке емкостей и резервуаров в железобетонные саркофаги и прочие строительные конструкции, исключаящие воздействие грунта на корпус.

5.1.7 Нагрузки от динамического воздействия потока сбрасываемой среды Резервуары, предназначенные для аварийного сброса среды должны допускать воздействие дополнительных нагрузок от динамического воздействия потока сбрасываемой среды. Патрубок аварийного сброса должен быть рассчитан на воздействие пиковых значений давления (результатирующее значение максимального давления в трубопроводе и давления от инерционного воздействия потока в момент сброса среды).

5.2 Климатическое воздействие 5.2.1 Емкости и резервуары должны выдерживать воздействие климатических факторов, указанных в пунктах 5.2.2 – 5.2.7.

5.2.2 Значения температуры окружающего воздуха при транспортировании, хранении, монтаже и эксплуатации емкостей и резервуаров приведены в таблице 5.2. Т а б л и ц а 5.2 – Значения температуры окружающего воздуха Климатическое исполнение по ГОСТ 15150 Категория размещения Температура воздуха, °С верхнее значение нижнее значение У 1 плюс 40 минус 40 ХЛ 1 плюс 40 минус 60 УХЛ 1 плюс 40 минус 60 Для поверхности емкости и резервуара верхнее рабочее значение температуры стенки должно приниматься выше, чем указано в таблице 5.2, на следующие величины: для поверхности, имеющей белый или серебристо-белый цвет, на 15 °С; для поверхности, имеющей иной кроме белого или серебристо-белого цвет, на 30 °С. Емкости и резервуары категории размещения 1 предназначены для эксплуатации на открытом воздухе (воздействие совокупности климатических факторов, характерных для данного макроклиматического района).

5.2.3 При транспортировании, хранении, монтаже и эксплуатации емкости и резервуары должны выдерживать колебания температур окружающего воздуха. Величина изменения температуры окружающего воздуха за 8 ч должна быть не менее 40 °С. Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 12 5.2.4 Плотность потока ультрафиолетовой части спектра (длина волны от 280 до 400 нм) – 68 Вт/м² (0,016 кал/см²·с).

5.2.5 Относительная влажность окружающего воздуха при транспортировании, хранении, монтаже и эксплуатации емкостей и резервуаров может достигать 100 %.

5.2.6 Верхнее значение атмосферного давления составляет 106,7 кПа (800 мм рт. ст.), нижнее рабочее значение атмосферного давления составляет 84,0 кПа (630 мм рт. ст.).

5.2.7 Допускается следующее содержание в атмосфере на открытом воздухе коррозионно-активных агентов: - сернистый газ – от 20 до 250 мг/(м²·сут) (от 0,025 до 0,31 мг/м³); - хлориды – от 0,3 до 30 мг/(м²·сут).

5.3 Воздействие среды 5.3.1 Состав рабочей среды: а) рабочая среда – нефть с параметрами: - плотность от 700 до 900 кг/м³; - давление насыщенных паров не более 66,7 кПа (500 мм рт. ст.); - вязкость от $0,05 \cdot 10^{-4}$ до $1,0 \cdot 10^{-4}$ м²/с; - массовая доля парафина до 7,0 %; - массовая доля серы до 3,5 %; - массовая доля воды до 1,0 %; - массовая доля воды, в отдельных случаях, 5,0 %; - концентрация хлористых солей до 900 мг/дм³; - массовая доля механических примесей до 0,05 %; - максимальный размер механических примесей твердостью до 7 по шкале Мооса – 5,0 мм; б) нефтепродукты (автомобильный бензин – по ГОСТ Р 51105, ГОСТ Р 51866, дизельное топливо – по ГОСТ 305, ГОСТ Р 52368 (ЕН 590:2004), топливо для реактивных двигателей – по

ГОСТ 10227, ГОСТ Р 52050, авиационный бензин – по ГОСТ 1012, судовое топливо – по ГОСТ 305, ГОСТ 1667, ГОСТ 10433, масло индустриальное – по ГОСТ 20799, мазут – по ГОСТ 10585); в) смесь нефти или нефтепродуктов с водой. Содержание воды до 100 %; г) промывочная жидкость (раствор моющих средств) – от 3 % до 5 % воднопорошковый раствор с параметрами: плотность 1000 кг/м³; абсолютное давление насыщенных паров не более 40 кПа. Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 13 5.3.1 (Измененная редакция. Изм. № 2).

5.3.2 Температура рабочей среды от минус 15 °С до плюс 80 °С.

5.3.3 Класс опасности рабочей среды 3 по ГОСТ 12.1.007.

5.3.4 Давление рабочей среды от 0 до РN.

5.3.5 Среда в подогревателе – водяной насыщенный пар, перегретая вода.

5.3.6 Температура среды в подогревателе от 0 °С до плюс 164 °С.

5.3.7 Давление среды в подогревателе от 0 до РN подогревателя.

6 Назначение

6.1 Показатели назначения емкостей и резервуаров 6.1.1 Емкость подземная горизонтальная дренажная предназначена для слива светлых и темных нефтепродуктов, нефти, масел, конденсата (в том числе в смеси с водой), промывочной жидкости (растворы моющих средств).

6.1.2 Резервуар горизонтальный стальной предназначен для надземного и подземного хранения, нефти, темных и светлых нефтепродуктов.

6.1.3 Резервуар горизонтальный стальной для аварийного сброса нефти и нефтепродуктов предназначен для сброса нефти и нефтепродуктов с систем сглаживания волн давления.

6.1.4 Емкости подземные горизонтальные дренажные должны изготавливаться условным объемом: 8,0; 12,5; 16,0; 20,0; 25,0; 40,0; 63,0, 100,0 м³.

6.1.5 Резервуары горизонтальные стальные должны изготавливаться условным объемом: 4,0; 5,0; 8,0; 10,0; 20,0; 25,0; 50,0; 60,0; 75,0; 100,0 м³.

6.1.6 Емкости и резервуары должны изготавливаться на внутреннее давление РN 0,07 МПа.

6.1.7 Расчетное давление для емкостей и резервуаров должно соответствовать значению внутреннего давления.

6.1.8 Конструктивные параметры емкостей и резервуаров приведены в таблице

6.1. Т а б л и ц а 6.1 – Конструктивные параметры емкостей и резервуаров № п/п
 Объект Тип Объем1), м3 Давление, МПа Способ установки Наличие подогревателя 1 2
 3 4 5 6 7 1 Система дренажа, сбора утечек и сброса нефти с систем сглаживания волн
 давления на НПС без резервуарного парка РГС До 0,07 Подземно Отсутствует
 Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть
 полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения
 ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие
 технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 14 № п/п Объект Тип Объем1), м3
 Давление, МПа Способ установки Наличие подогревателя 1 2 3 4 5 6 7 2 Система
 дренажа, сбора утечек на НПС с резервуарным парком ЕП 80 До 0,07 Подземно
 Определяют при заказе 3 Котельная на НПС РГС 20 До 0,07 Надземно Установлен 4
 Дизельная электростанция на НПС РГС 5 До 0,07 Надземно Отсутствует 5 Узел
 пуска/приема СОД от DN 150 до DN 400 ЕП 5 До 0,07 Подземно Определяют при
 заказе Окончание таблицы 6.1 № п/п Объект Тип Объем1), м3 Давление, МПа Способ
 установки Наличие подогревателя 1 2 3 4 5 6 7 6 Узел пуска/приема СОД DN 500 ЕП 8
 До 0,07 Подземно Определяют при заказе 7 Узел пуска/приема СОД DN 700 ЕП 16 До
 0,07 Подземно Определяют при заказе 8 Узел пуска/приема СОД DN 800 ЕП 20 До 0,07
 Подземно Определяют при заказе 9 Узел пуска/приема СОД DN 1000, DN 1200 ЕП 40
 До 0,07 Подземно Определяют при заказе 10 Подпорная насосная НПС ЕП 40 До 0,07
 Подземно Отсутствует 11 Пункт подогрева нефти ЕП 63 До 0,07 Подземно Установлен
 1) Объем ЕП/РГС для объектов может быть изменен по требованию заказчика.
 (Измененная редакция. Изм. № 2).

6.1.9 Емкости и резервуары должны быть предназначены для испытаний на
 прочность пробным давлением $R_{пр}$ равным 0,1 МПа.

6.1.10 Емкости и резервуары должны быть рассчитаны на вакуум 0,001 МПа.

6.1.11 Емкости и резервуары должны быть предназначены для испытаний на
 прочность вакуумом 0,0015 МПа.

6.1.12 Подогреватели емкостей и резервуаров изготавливаются на внутреннее
 давление PN 0,5 МПа.

6.1.13 Подогреватели емкостей и резервуаров должны быть предназначены для
 испытаний на прочность пробным давлением $R_{пр}$ равным 1,0 МПа.

6.1.14 Емкости и резервуары в зависимости от макроклиматического района
 размещения должны изготавливаться в трех исполнениях: в макроклиматическом
 районе с холодным климатом и размещении на открытом воздухе с возможным
 диапазоном температур окружающего воздуха в соответствии с 5.2.2 – исполнение ХЛ,
 категория размещения 1; Документ является собственностью ПАО «Транснефть».
 Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и
 распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и

резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 15 в макроклиматическом районе с умеренным климатом и размещении на открытом воздухе с возможным диапазоном температур окружающего воздуха в соответствии с 5.2.2 – исполнение У, категория размещения 1; в макроклиматическом районе с умеренным и холодным климатом и размещении на открытом воздухе с возможным диапазоном температур окружающего воздуха в соответствии с 5.2.2 – исполнение УХЛ, категория размещения 1. Если основным назначением емкости или резервуара является эксплуатация в районе с холодным климатом и экономически нецелесообразно использование вне пределов этого района, вместо обозначения УХЛ применяется обозначение ХЛ.

6.1.15 В зависимости от способа установки резервуары горизонтальные стальные должны изготавливаться в двух исполнениях: надземной установки; подземной установки.

6.1.16 В зависимости от исполнения емкости подземные горизонтальные дренажные должны изготавливаться с насосным агрегатом с глубиной погружения до 3 м □ конструктивное исполнение 1, с насосным агрегатом с глубиной погружения до 3,7 м □ конструктивное исполнение 2 и без насосного агрегата.

6.1.17 В зависимости от исполнения емкости подземные горизонтальные дренажные должны изготавливаться с подогревателем и без подогревателя.

6.1.18 В зависимости от исполнения резервуары горизонтальные стальные надземной установки должны изготавливаться с внутренним подогревателем, с наружным подогревателем и без подогревателя. 6.1.18а Подземные горизонтальные дренажные емкости на узлах пуска и приема СОД должны быть обеспечены устройствами, исключающими перемещения, смещения в паводковый период. (Введен дополнительно. Изм. № 2).

6.1.19 В зависимости от исполнения резервуары горизонтальные стальные подземной установки должны изготавливаться с внутренним подогревателем и без подогревателя.

6.1.20 Исполнение по типу и комплектности поставки емкостей и резервуаров должно определяться при заказе.

6.1.21 При заказе емкостей подземных горизонтальных дренажных следует указать: тип емкости, объем номинальный, исполнение по наличию насосного агрегата и марку насосного агрегата, исполнение по наличию подогревателя, исполнение по наличию колодца Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 16 и подогревателя колодца, исполнение по сейсмостойкости, номинальные диаметры

присоединяемых трубопроводов и штуцеров, вид климатического исполнения по ГОСТ 15150. Пример записи при заказе емкости подземной горизонтальной дренажной: «Емкость подземная горизонтальная дренажная условным объемом 40 м³, с насосным агрегатом 12НА с глубиной погружения 2260 мм, с подогревателем, с колодцем люка с подогревателем, вид климатического исполнения У1, в сейсмостойком исполнении С, с наружным заводским антикоррозионным покрытием по ОТТ-25.220.01-КТН-113-14. Присоединяемые трубопроводы: трубопровод подвода среды DN 150 159×6 мм, трубопровод отвода среды DN 150 159×6 мм».

6.1.22 При заказе резервуара горизонтального стального следует указать: тип резервуара, объем номинальный, исполнение по способу установки (надземный, подземный, в саркофаг), исполнение по наличию и типу подогревателя, исполнение по наличию колодца и подогревателя колодца, наличие седловых опор, исполнение по сейсмостойкости, номинальные диаметры присоединяемых трубопроводов и штуцеров, вид климатического исполнения по ГОСТ 15150. Примеры записи при заказе резервуара стального горизонтального: «Резервуар горизонтальный стальной условным объемом 50 м³ надземной установки, с наружным подогревателем типа 5 по АТК 24.218.07-90 0, вид климатического исполнения У1, в сейсмостойком исполнении С, с наружным заводским антикоррозионным покрытием по ОТТ-25.220.01-КТН-113-14. Присоединяемые трубопроводы: трубопровод подвода среды DN 150 159×6 мм, трубопровод отвода среды DN 150 159×6 мм». «Резервуар горизонтальный стальной условным объемом 100 м³ подземной установки, с внутренним подогревателем типа 2 по АТК 24.218.07-90 0, вид климатического исполнения У1, в сейсмостойком исполнении С, с наружным заводским антикоррозионным покрытием по ОТТ-25.220.01-КТН-113-14. Присоединяемые трубопроводы: трубопровод подвода среды DN 150 159×6 мм, трубопровод отвода среды DN 150 159×6 мм».

6.2 Показатели назначения материалов 6.2.1 Материалы, из которых изготавливаются детали емкостей и резервуаров, воспринимающие давление рабочей среды и разделяющие рабочую и окружающую среду, должны соответствовать требованиям действующих стандартов, разрешенных к применению Ростехнадзором.

6.2.2 Механические характеристики и химический состав материалов должны быть подтверждены сертификатами предприятия-изготовителя. Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 17 6.2.3 Соответствие материалов требованиям стандартов или технических условий должно подтверждаться сертификатами предприятий-поставщиков или протоколами испытаний предприятия-изготовителя по методике, предусмотренной в нормативной документации на соответствующий материал.

6.2.4 При выборе материалов для данного вида климатического исполнения емкостей (У, ХЛ, УХЛ) должно приниматься нижнее значение температуры окружающего воздуха в соответствии с таблицей 5.2. Расчетная температура стенки – плюс 80 °С. Использование материалов, поступивших без сертификатов, для изготовления основных деталей емкостей и резервуаров не допускается.

6.2.5 Материалы должны быть стойкими к рабочей среде и окружающим условиям. Скорость коррозии материала корпуса и сварных швов должна быть не более 0,1 мм/год при воздействии внешних факторов, указанных в подразделах 5.2 и 5.3 настоящего документа.

6.2.6 Значения эквивалента углерода [С]Э, характеризующего свариваемость стали, не должны превышать 0,43. Расчет [С]Э производить по формуле: , (6.1) где С, Мп, Сг, Мо, V, Ni, Cu – массовые доли в стали соответственно углерода, марганца, хрома, молибдена, ванадия, никеля, меди и бора в процентах. Медь, никель, хром, содержащиеся в сталях как примеси, при расчете [С]Э не учитывать, если их суммарное содержание не превышает 0,20 %. Величина эквивалента углерода низколегированной стали, только с кремнемарганцевой системой легирования, например, марок 17ГС, 17Г1С, 09Г2С, рассчитывается по формуле: . (6.2) 6.2.7 Материалы должны иметь содержание серы не более 0,035 % и фосфора не более 0,035 %.

6.2.8 Испытания на ударный изгиб для основного металла следует проводить на образцах с концентратором вида U по ГОСТ 9454 при температуре минус 40 °С, для емкостей и резервуаров в климатическом исполнении У и минус 60 °С – для исполнения ХЛ. Ударная вязкость КСU должна соответствовать значениям, указанным в таблице 6.2. 43 ,0 15 Ni Cu 5 Mo Cr 6 Mn C C] [Э □ □ □ □ □ □ □ □ 43 ,0 6 Mn C C] [Э □ □ □ Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 18 Т а б л и ц а 6.2 – Величина ударной вязкости основного материала Толщина листа, мм Ударная вязкость КСU, Дж/см² Для исполнения У при температуре минус 40 °С Для исполнения ХЛ и УХЛ при температуре минус 60 °С От 5 до 10 39 34 Св. 10 34 29

6.2.9 Материалы основных элементов емкости и резервуара должны соответствовать: сталь листовая марки 09Г2С-6, 16ГС-6, 09Г2С-12, 16ГС-12 по ГОСТ 5520 для климатического исполнения У, марки 09Г2С-8, 10Г2С1-8, 09Г2С-14, 10Г2С1-14 по ГОСТ 5520 для климатического исполнения ХЛ, УХЛ; поковки по ГОСТ 8479 категории прочности не ниже КП 245 группы IV из стали марки 09Г2С-4, 16ГС-4, 09Г2С-12, 16ГС-12 по ГОСТ 19281 для климатического исполнения У, из стали марки 09Г2С-6, 10Г2-6, 09Г2С-14, 10Г2-14 по ГОСТ 19281 для климатического исполнения ХЛ, УХЛ. Поковки должны испытываться на ударный изгиб при температуре минус 40

°С для климатического исполнения У и при температуре минус 60 °С для климатического исполнения ХЛ и УХЛ. Значение ударной вязкости КСУ должно быть не менее 30 Дж/см²; - сортовой прокат марки 09Г2С-4, 09Г2С-12 по ГОСТ 19281 для климатического исполнения У, марки 09Г2С-6, 09Г2С-14 по ГОСТ 19281 для климатического исполнения ХЛ, УХЛ; - трубы бесшовные для технологических патрубков по действующим стандартам или ТУ, включенным в Реестр ОВП в установленном порядке, из стали марки 09Г2С по ГОСТ 19281 должны быть термообработаны; - трубы бесшовные по ГОСТ 8731, ГОСТ 8733, ГОСТ 550 из стали марок 10, 20 толщиной не более 12 мм для климатического исполнения У. При заказе труб по ГОСТ 8731, ГОСТ 8733 из стали марок 10, 20 и 10Г2 необходимо оговорить поставку труб группы «В» с проведением гидравлических испытаний и испытаний на сплющивание или загиб.

6.2.10 Материалы, применяемые для изготовления емкостей, сборочных единиц, деталей, и их масса должны указываться в КД.

6.2.11 Материалы крепежных деталей должны выбираться с коэффициентом линейного расширения, близким по значению к коэффициенту линейного расширения материала фланца. При этом разница в значениях коэффициентов линейного расширения не должна превышать 10 %. Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 19 6.2.12 Гайки и шпильки должны изготавливаться из сталей с разной твердостью так, чтобы твердость гаек была ниже твердости шпилек не менее чем на 15 НВ.

6.2.13 Значение ударной вязкости гаек и шпилек на образцах с V-образным надрезом по ГОСТ 9454 должно быть не менее 30 Дж/см² при температуре минус 40 °С – для исполнения У и минус 60 °С □ для исполнений ХЛ, УХЛ.

6.2.14 Допускается замена материалов на другие марки, свойства которых не ухудшают качества деталей и емкости в целом и соответствуют требованиям настоящего документа.

6.2.15 Материальное исполнение, качество деталей емкости и резервуара в целом должны обеспечивать ее надежную эксплуатацию в течение назначенного срока службы (30 лет), предусмотренного настоящим документом.

7 Конструктивные особенности

7.1 Общие конструктивные требования к емкостям дренажным 7.1.1 Конструкция емкости должна обеспечивать надежность и безопасность эксплуатации в течение всего срока службы и предусматривать возможность проведения технического

освидетельствования, очистки, полного опорожнения, продувки, обслуживания, ремонта, эксплуатационного контроля металла и соединений.

7.1.2 Емкость должна представлять собой цилиндрический корпус, состоящий из обечайки и двух конических неотбортованных днищ с углом при вершине 140°.

7.1.3 Для обеспечения доступа во внутреннюю полость на емкости должен быть установлен люк с номинальным диаметром DN 800. Величина вылета люка назначается при проектировании емкости. Величина вылета люка определяется величиной заглубления емкости и должна обеспечить выступание люка над поверхностью земли на величину 500 мм. Люк должен закрываться плоской крышкой.

7.1.4 Внутри люка устанавливаются приварные ступени. Ступени должны соответствовать следующим требованиям: - расстояние между ступенями по всей высоте должно быть одинаковым и не превышать 250 мм; - конструкция ступеней должна выдерживать сосредоточенный груз 4,5 кН.

7.1.5 Для крышек люков массой более 20 кг должны быть предусмотрены приспособления для облегчения их открывания и закрывания.

7.1.6 Емкость должна оснащаться кольцами жесткости с условием возможности беспрепятственного и безопасного прохождения обслуживающего персонала внутри емкости. Необходимость установки и параметры колец жесткости определяются расчетом. Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 20 Для исключения образования застойных зон подтоварной воды и парафиновых отложений между ребрами жесткости должны быть предусмотрены технологические разрывы ребер жесткости с усилением, по своим размерам позволяющие осуществить свободное перемещение парафиновых отложений. (Измененная редакция. Изм. № 2) 7.1.7 Емкость должна комплектоваться хомутами для крепления к фундаменту. Хомуты и крепление должны обеспечивать неподвижное состояние емкости на весь период ее эксплуатации. Выбор конструкции хомута и крепления должен быть подтвержден прочностными расчетом на выталкивающую силу.

7.1.8 На емкости могут быть предусмотрены следующие патрубки и штуцера: - патрубков подвода среды; - патрубок отвода среды; - патрубок аварийного отвода среды; - штуцер подвода пара или инертного газа; - штуцер для присоединения к газо-воздушной линии; - штуцер с перфорацией для установки уровнемера; (Измененная редакция. Изм. № 2). - штуцер для установки термопреобразователя; - штуцер для установки манометра; - патрубок для установки дыхательного клапана. Необходимость установки и номинальные диаметры конкретных и дополнительных патрубков и штуцеров определяется при заказе емкости. 7.1.8а Каждый штуцер

уровнемера и сигнализатора уровня должен быть оснащен системой газоотвода (перфорация в стенке направляющей трубы). 7.1.8б Отклонение от вертикали патрубков, установленных на верхней образующей емкости, не допускается. 7.1.8в Приварка патрубка/штуцера дренажного трубопровода должна быть осуществлена заподлицо с внутренней поверхностью обечайки (без выступания вовнутрь). 7.1.8а – 7.1.8в (Введены дополнительно. Изм. № 2).

7.1.9 Подключение трубопроводов подвода и отвода среды к емкости должно быть бесфланцевое.

7.1.10 Места расположения и конструкция патрубков подвода среды должны обеспечивать поступление среды в емкость ниже находящегося в ней остатка. При заполнении порожней емкости нефть (нефтепродукты) должны подаваться со скоростью не более 1 м/с до момента заполнения приемного патрубка. Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 21 7.1.11 Конструкция емкости подземной горизонтальной дренажной приведена на рисунке 7.1. Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» 22 ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 1 – обечайка; 2 – днище; 3 – люк; 4 – ребро жесткости; 5 – лестница; 6 – штуцер уровнемера; 7 – штуцер сигнализатора уровня; 8 – люк-лаз; 9 – дренажный патрубок; 10 – патрубок; 11 – усиление; 12 – технологический разрыв Рисунок 7 Рисунок 7 Место под рисунок из PDF. Контент-менеджер вставит изображение. .1 – Конструкция подземной горизонтальной дренажной емкости. (Измененная редакция. Изм. № 2). Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведе ажирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 23 7.1.12 Емкость дренажная должна иметь конструктивные параметры, приведенные в таблице 7.1. Т а б л и ц а 7.1 – Конструктивные параметры емкостей дренажных Наименование показателей и единицы измерения Значение 1 2 Условный объем 8 12,5 16 20 25 40 63 D (внутренний диаметр обечайки корпуса), мм 7.1.13 Наружная поверхность емкости должна иметь защитное антикоррозионное лакокрасочное покрытие, отвечающее требованиям раздела 8.

7.2 Конструктивные особенности емкостей дренажных с насосным агрегатом

7.2.1 Конструкция емкостей дренажных с насосным агрегатом приведена на

рисунке 7.2 и должна удовлетворять требованиям подраздела 7.1.

7.2.2 Количество насосных агрегатов определяется при проектировании емкости.

7.2.3 Для обеспечения установки насосного агрегата на емкости должен быть установлен люк с номинальным диаметром, обеспечивающим установку насосного агрегата. Величина вылета люка назначается при проектировании емкости. Величина вылета люка должна определяться типом насосного агрегата, величиной погружения насосного агрегата, возможностью размещения насоса в емкости с установленными внутренними устройствами (внутренними подогревателями), величиной заглубления емкости и должна обеспечить выступание люка над поверхностью земли на величину 500 мм.

7.3 Конструктивные особенности емкостей дренажных с подогревателем

7.3.1 Конструкция емкостей дренажных с подогревателем приведена на рисунке 7.2 и должна удовлетворять требованиям подраздела 7.1.

7.3.2 Конструкция и площадь поверхности подогревателя должна обеспечивать равномерный нагрев и поддержание температуры среды в емкости в рабочем диапазоне температур при минимальной температуре эксплуатации емкости.

7.3.3 Для обеспечения осмотра и ремонта резервуара должна обеспечиваться возможность монтажа и демонтажа узлов подогревателя.

7.3.4 Конструкция подогревателя должна обеспечивать возможность размещения корпуса насосного агрегата при условии комплектования емкости насосным агрегатом. Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 24 7.3.5 Конструкция подогревателя и узлов его крепления в емкости должна обеспечивать прочность и герметичность подогревателя при перемещениях от действия температурных расширений при нагреве и охлаждении, от действия вибрационных нагрузок при сейсмическом воздействии и в период транспортирования емкости на место монтажа.

7.3.6 Дополнительно на емкости должны быть предусмотрены следующие патрубки: патрубок подвода теплоносителя; патрубок отвода теплоносителя. 1 – обечайка; 2 – днище; 3 – люк-лаз; 4 – люк насосного агрегата; 5 – насосный агрегат; 6 – подогреватель; 7 – кольцо жесткости; 8 – лестница; 9 – патрубок; 10 – штуцер уровнемера. Рисунок 7 Рисунок 7 Место под рисунок из PDF. Контент-менеджер вставит изображение. .2 – Конструкция емкости подземной горизонтальной дренажной с насосным агрегатом и подогревателем 7.4 Конструктивные особенности емкостей дренажных с колодцем насосного агрегата

7.4.1 Конструкция емкостей дренажных с колодцем насосного агрегата должна удовлетворять требованиям подразделов 7.1 и 7.2.

7.4.2 Конструктивное исполнение колодца насосного агрегата приведено на рисунке 7.3. Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 25 7.4.3 Колодец должен устанавливаться на грунт над люком насосного агрегата и служить теплоизолированным укрытием насосного агрегата, трубопроводной арматуры, системы автоматики и контроля емкости для обеспечения требуемого температурного режима работы узлов и систем емкости при низких температурах окружающего воздуха.

7.4.4 Колодцы должны изготавливаться железобетонного и стального исполнения. В случае железобетонного исполнения завод-изготовитель комплектует емкость необходимыми металлоконструкциями, позволяющими на месте монтажа с помощью строительных методов изготовить и смонтировать колодец. 1 – корпус емкости; 2 – люк насосного агрегата; 3 – насосный агрегат; 4 – колодец насосного агрегата; 5 – подогреватель колодца насосного агрегата Рисунок 7 Рисунок 7 Место под рисунок из PDF. Контент-менеджер вставит изображение. 3 – Колодец насосного агрегата

7.4.5 Конструкция колодца должна обеспечивать надежное укрытие от атмосферных осадков и теплоизоляцию всех узлов емкости, предусмотренных для установки в колодце.

7.4.6 Конструкция колодца должна обеспечивать обслуживание и ремонт, монтаж и демонтаж всего оборудования, установленного в колодце.

7.4.7 Конструкция колодца и узлов его крепления должна обеспечивать прочность при воздействии давления насыпного грунта и вибрационных нагрузок при сейсмическом воздействии. Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 26 7.5 Конструктивные особенности емкостей дренажных с обогреваемым колодцем насосного агрегата

7.5.1 Конструкция емкостей дренажных с обогреваемым колодцем насосного агрегата приведена на рисунке 7.3 и должна удовлетворять требованиям подразделов 7.1, 7.2 и 7.4.

7.5.2 Подогреватель должен устанавливаться в колодце насосного агрегата и вместе с колодцем служить теплоизолированным обогреваемым укрытием насосного

агрегата, трубопроводной арматуры, системы автоматики и контроля емкости для обеспечения требуемого температурного режима работы узлов и систем емкости при низких температурах окружающего воздуха.

7.5.3 Подогреватель может быть пароводяного или электрического исполнения. В случае электрического исполнения завод-изготовитель комплектует емкость термоэлектрическим кабелем и необходимыми узлами управления и крепления системы обогрева, позволяющими на месте монтажа смонтировать подогреватель в колодце.

7.5.4 Конструкция подогревателя должна обеспечивать нагрев и поддержание температуры в колодце в рабочем диапазоне температур при минимальной температуре эксплуатации емкости.

7.5.5 Конструкция подогревателя колодца должна обеспечивать обслуживание и ремонт, монтаж и демонтаж всего оборудования, установленного в колодце.

7.5.6 Конструкция подогревателя колодца и узлов его крепления в колодце или на люке емкости должна обеспечивать прочность и герметичность подогревателя при перемещениях от действия температурных расширений при нагреве и охлаждении, от действия вибрационных нагрузок при сейсмическом воздействии и в период транспортирования емкости на место монтажа.

7.5.7 Дополнительно на емкости должны быть предусмотрены следующие штуцера: - штуцер подвода теплоносителя; - штуцер отвода теплоносителя.

7.6 Общие конструктивные требования к резервуарам горизонтальным 7.6.1 Конструкция резервуара должна обеспечивать надежность и безопасность эксплуатации в течение всего срока службы и предусматривать возможность проведения технического освидетельствования, очистки, полного опорожнения, продувки, обслуживания, ремонта, эксплуатационного контроля металла и соединений.

7.6.2 Резервуар должен представлять собой цилиндрический корпус, состоящий из обечайки и двух конических неотбортованных днищ с углом при вершине 140°. В обоснованных случаях допускается изготавливать резервуары с плоскими днищами. Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 27 7.6.3 Для обеспечения доступа во внутреннюю полость на резервуаре должен быть установлен люк с номинальным диаметром DN 800. Люк должен закрываться плоской крышкой.

7.6.4 Для крышек люков массой более 20 кг должны быть предусмотрены приспособления для облегчения их открывания и закрывания.

7.6.5 Резервуар должен оснащаться кольцами жесткости, с условием

возможности беспрепятственного и безопасного прохождения обслуживающего персонала внутри резервуара. Необходимость установки и параметры колец жесткости должна определяться расчетом. Для исключения образования застойных зон подтоварной воды и парафиновых отложений между кольцами жесткости должны быть предусмотрены технологические разрывы ребер жесткости с усилением, по своим размерам позволяющие осуществить свободное перемещение парафиновых отложений. (Измененная редакция. Изм. № 2).

7.6.5 На резервуаре могут быть предусмотрены следующие патрубки и штуцера: - патрубок (штуцер) подвода среды; - патрубок (штуцер) отвода среды; - патрубок аварийного отвода среды; - штуцер подвода пара или инертного газа; - штуцер для присоединения к газо-воздушной линии; - штуцер для установки уровнемера; - штуцер для установки термопреобразователя; - штуцер для установки манометра; - патрубок для установки дыхательного клапана. Необходимость установки и номинальные диаметры конкретных и дополнительных патрубков и штуцеров должна определяться при заказе резервуара.

7.6.6 Подключение трубопроводов подвода и отвода среды к резервуару должно быть бесфланцевое.

7.6.7 Места расположения и конструкция патрубков подвода среды должны обеспечивать поступление среды в резервуар ниже находящегося в нем остатка. При заполнении порожнего резервуара нефть (нефтепродукты) должны подаваться со скоростью не более 1 м/с до момента заполнения приемного патрубка. 7.6.8а Приварка патрубка/штуцера дренажного трубопровода должна быть осуществлена заподлицо с внутренней поверхностью обечайки (без выступания вовнутрь). 7.6.8а (Введено дополнительно. Изм. № 2). Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 28 7.6.8 Конструкция резервуара горизонтального стального приведена на рисунке 7.4.

7.6.9 Резервуар горизонтальный должен иметь конструктивные параметры, приведенные в таблице 7.2. 1 – корпус; 2 – люк-лаз; 3 – опора; 4 – подогреватель. Рисунок 7 Рисунок 7 Место под рисунок из PDF. Контент-менеджер вставит изображение. 4 – Конструкция резервуара горизонтального стального Т а б л и ц а 7.2 – Конструктивные параметры резервуаров горизонтальных Наименование показателей и единицы измерения Значение 1 2 Условный объем 4 5 8 10 20 25 50 60 75 D (внутренний диаметр обечайки корпуса), мм

7.6.10 Наружная поверхность резервуара должна иметь защитное антикоррозионное лакокрасочное покрытие, отвечающее требованиям раздела 8

настоящего

документа.

7.7 Конструктивные особенности резервуаров горизонтальных подземной установки в железобетонный саркофаг 7.7.1 Конструкция резервуаров горизонтальных подземной установки должна удовлетворять требованиям раздела 7.6.

7.7.2 Резервуар подземной установки должен комплектоваться колодцами для люков.

7.7.3 Конструктивное исполнение колодца люка приведено на рисунке 7.5. Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 29 1 – корпус резервуара; 2 – люк; 3 – колодец люка. Рисунок 7 Рисунок 7 Место под рисунок из PDF. Контент-менеджер вставит изображение. .5 –Конструктивное исполнение колодца люка 7.7.4 Колодец должен устанавливаться в саркофаг над всеми люками резервуара и служить шахтой для доступа к люкам, местом размещения трубопроводной арматуры, системы автоматики и контроля резервуара.

7.7.5 Колодцы должны изготавливаться стальными.

7.7.6 Конструкция колодца должна обеспечивать надежное укрытие и теплоизоляцию всех узлов резервуара, предусмотренных для установки в колодце.

7.7.7 Конструкция колодца должна обеспечивать свободный и безопасный доступ обслуживающего персонала, осмотр и ремонт, монтаж и демонтаж всего оборудования, установленного в колодце.

7.8 Конструктивные особенности резервуаров горизонтальных подземной установки в котлован 7.8.1 Конструкция резервуаров горизонтальных подземной установки должна удовлетворять требованиям подраздела 7.6.

7.8.2 Резервуар подземной установки в котлован не должен оснащаться опорами горизонтальных аппаратов.

7.8.3 Резервуар подземной установки в котлован должен комплектоваться хомутами для крепления к фундаменту.

7.8.4 Резервуар подземной установки должен комплектоваться колодцами для люков. Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 30 7.8.5 Колодец должен устанавливаться на все люки резервуара и служить шахтой для доступа к люкам, местом размещения трубопроводной арматуры, системы автоматики и контроля резервуара.

7.8.6 Колодцы должны изготавливаться стальными.

7.8.7 Конструкция колодца должна обеспечивать надежное укрытие от атмосферных осадков и теплоизоляцию всех узлов резервуара, предусмотренных для установки в колодце.

7.8.8 Конструкция колодца должна обеспечивать свободный и безопасный доступ обслуживающего персонала, осмотр и ремонт, монтаж и демонтаж всего оборудования, установленного в колодце.

7.8.9 Конструкция колодца и узлов его крепления должна обеспечивать прочность при воздействии давления насыпного грунта и вибрационных нагрузок при сейсмическом воздействии.

7.8.10 Допускается вместо люков с колодцами оснащать резервуары подземной установки в котлован люками с увеличенным вылетом, выступающими над поверхностью земли. Величина вылета люка назначается при проектировании резервуара. Величина вылета люка определяется величиной заглубления резервуара и должна обеспечить выступание люка над поверхностью земли на величину 500 мм.

7.8.11 Внутри люка устанавливаются приварные ступени. Ступени должны соответствовать следующим требованиям: - расстояние между ступенями по всей высоте должно быть одинаковым и не превышать 250 мм; - конструкция ступеней должна выдерживать сосредоточенный груз 4,5 кН.

7.8.12 Резервуар дополнительно должен быть рассчитан на прочность от воздействия давления насыпного грунта.

7.8.13 Допускается для удобства монтажа оснащать резервуар седловыми опорами. В этом случае конструкция резервуара должна отвечать условиям прочности при действии опорных нагрузок при гидроиспытании резервуара.

7.9 Конструктивные особенности резервуаров для аварийного сброса среды

7.9.1 Конструкция резервуара для аварийного сброса среды должна удовлетворять требованиям подраздела 7.6.

7.9.2 Резервуар для аварийного сброса среды должен комплектоваться патрубком для аварийного сброса, расположенным на коническом днище соосно корпусу резервуара.

7.9.3 Конструкция патрубка аварийного сброса должна обеспечивать снижение давления после линии аварийного сброса продукта с пиковых значений (результатирующее Документ является собственностью ПАО «Транснефть»). Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 31 значение максимального давления в трубопроводе и давления от инерционного

воздействия потока в момент сброса среды) до рабочего давления в резервуаре.

7.10 Конструктивные особенности резервуаров с разделительной перегородкой

7.10.1 Конструкция резервуара с разделительной перегородкой должна удовлетворять требованиям подраздела 7.6.

7.10.2 Резервуары с разделительной перегородкой должны обеспечивать раздельное хранение сред в герметичных друг относительно друга полостях резервуара.

7.10.3 Конструкция разделительной перегородки должна обеспечивать герметичность полостей резервуара при действии гидростатического давления воды со стороны полностью заполненной одной полости резервуара при порожней второй полости.

7.10.4 Каждая полость резервуара с разделительной перегородкой должна оснащаться отдельными штуцерами для установки дыхательной, предохранительной арматуры и дренажными патрубками.

7.11 Конструктивные особенности резервуаров горизонтальных с подогревателем 7.11.1 Конструкция резервуара с подогревателем должна удовлетворять требованиям подраздела 7.6.

7.11.2 Резервуары подземной установки в котлован должны комплектоваться внутренним подогревателем типа 1, 2, 5, 7 по АТК 24.218.07-90 0.

7.11.3 Резервуары надземной установки и подземной установки в железобетонный саркофаг должны комплектоваться внутренним подогревателем типа 1, 2, 5, 7 по АТК 24.218.07-90 0 или наружным подогревателем типа 6 по АТК 24.218.07-90 0.

7.11.4 Допускается применение подогревателей альтернативной конструкции с условием обеспечения безопасности, надежности и удобства эксплуатации. Необходимость установки и параметры подогревателя определяются тепловым расчетом.

7.11.5 Конструкция и площадь поверхности подогревателя должны обеспечивать равномерный нагрев и поддержание температуры среды в резервуаре в рабочем диапазоне температур при минимальной температуре эксплуатации емкости.

7.11.6 Для обеспечения осмотра и ремонта резервуара должна обеспечиваться возможность монтажа и демонтажа узлов подогревателя.

7.11.7 Конструкция подогревателя и узлов его крепления в резервуаре должна обеспечивать прочность и герметичность подогревателя при перемещениях от действия температурных расширений при нагреве и охлаждении, от действия вибрационных нагрузок при сейсмическом воздействии и в период транспортирования резервуара на место монтажа. Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без

разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 32 7.11.8 Дополнительно на резервуаре должны быть предусмотрены следующие патрубки: - патрубок (штуцер) подвода теплоносителя; - патрубок (штуцер) отвода теплоносителя.

7.12 Конструктивные особенности резервуаров горизонтальных с теплоизоляцией 7.12.1 Конструкция резервуаров с теплоизоляцией должна удовлетворять требованиям подраздела 7.6.

7.12.2 Теплоизоляция должна устанавливаться на наружной поверхности резервуара для обеспечения требуемого температурного режима работы при низких температурах окружающего воздуха.

7.12.3 Конструкция теплоизоляции совместно с подогревателем должна обеспечивать поддержание температуры в диапазоне рабочих температур при минимальной температуре эксплуатации резервуара.

7.12.4 Конструкция теплоизоляции должна иметь возможность демонтажа для обеспечения осмотра и ремонта резервуара. По нижней образующей обечайки резервуара должны быть предусмотрены быстросъемные участки теплоизоляции, позволяющие выполнить оперативный демонтаж и монтаж для осмотра без нарушения целостности остального теплоизоляционного покрытия. (Измененная редакция. Изм. № 2).

7.13 Требования к изготовлению 7.13.1 Емкости и резервуары должны изготавливаться в соответствии с требованиями настоящего документа, а также ГОСТ Р 52630 и ГОСТ 34347. (Измененная редакция. Изм. № 2).

7.13.2 При изготовлении емкостей и резервуаров должна применяться система контроля качества (входной, операционный и приемочный), обеспечивающая выполнение работ в соответствии с требованиями указанных нормативных документов.

7.13.3 Перед изготовлением емкостей, резервуаров и их составных частей необходимо производить входной контроль основных и сварочных материалов и полуфабрикатов. Сварочные материалы должны соответствовать ГОСТ Р 59604.4.

7.13.4 Сварочное оборудование должно быть аттестовано в соответствии с требованиями ГОСТ Р 59604.5.

7.13.5 Требования к сварке и качеству сварных соединений должны соответствовать ГОСТ Р 52630 и ГОСТ 34347.

7.13.6 При изготовлении емкостей и резервуаров должна применяться технология сварки, аттестованная в соответствии с требованиями ГОСТ Р 52630, ГОСТ Р 59604.3. Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары

горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 33 7.13.7
Сварочные работы должны выполняться сварщиками, аттестованными в соответствии с
требованиями ГОСТ Р 59604.2.

7.13.3 7.13.7 (Измененная редакция. Изм. № 2).

7.13.8 Сварочные работы должны выполняться по инструкции
предприятияизготовителя, утвержденной в установленном порядке.

7.13.9 Сварка должна выполняться после подтверждения правильности сборки и
отсутствии (устранения) дефектов на всех поверхностях, подлежащих сварке.

7.13.10 Все сварочные работы при изготовлении емкости, резервуара и их
элементов должны производиться при положительных температурах в закрытых
помещениях.

7.13.11 Контроль качества сварных соединений необходимо производить в
соответствии с требованиями подраздела 21.3.

7.13.12 Механические свойства сварных соединений должны отвечать
следующим требованиям: - временное сопротивление разрыву должно быть не ниже
минимального значения временного сопротивления разрыву основного металла по
действующим стандартам или техническим условиям для данной марки стали; -
минимальное значение угла изгиба должно быть 100°, при отсутствии трещин или
надрывов длиной более 20 % его ширины, но не более 5 мм; - твердость металла шва
сварных соединений, после сварки низкоуглеродистой стали должна быть не более 250
HV10 (метод определения по ГОСТ 2999); после сварки низколегированной стали
должна быть не более 275 HV10 (метод определения по ГОСТ 2999).

7.13.13 Испытания на ударный изгиб сварных соединений емкости или
резервуара должны проводиться на образцах с U-образным надрезом по ГОСТ 6996.
Величина ударной вязкости должна быть не ниже 30 Дж/см² при минимальной
температуре эксплуатации изделия.

7.13.14 Сварные соединения должны иметь плавный переход от основного
металла к металлу шва без наплавлений и непроваров.

7.13.15 Все сварные швы емкости и резервуара подлежат клеймению,
позволяющему установить сварщика, выполнявшего эти швы. Клеймо должно
наноситься на расстоянии от 20 до 50 мм от кромки сварного шва с наружной стороны.
Если шов с наружной и внутренней сторон заваривается разными сварщиками, клейма
должны ставиться только с наружной стороны через дробь: в числителе клеймо
сварщика с наружной стороны шва, в знаменателе клеймо сварщика с внутренней
стороны. Если сварные соединения выполняются одним сварщиком, то допускается
клеймо ставить около таблички или на другом открытом участке. Документ является
собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично

воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 34 У продольных швов клеймо должно располагаться в начале и в конце шва на расстоянии 100 мм от кольцевого шва. На обечайке с продольным швом длиной менее 400 мм допускается ставить одно клеймо. Для кольцевого шва клеймо должно выбиваться в месте пересечения кольцевого шва с продольным и далее через каждые 2 м, но при этом должно быть не менее двух клейм на каждом шве. На кольцевой шов емкости диаметром не более 700 мм допускается ставить одно клеймо. Место клеймения должно заключаться в хорошо видимую рамку, выполняемую несмываемой краской.

7.13.16 По согласованию с заказчиком вместо клеймения сварных швов допускается прилагать к паспорту изделия схему расположения швов с указанием номеров клейм сварщиков и росписью исполнителей.

7.13.17 Расстояние между краем шва приварки внутренних и внешних устройств (деталей) и краем ближайшего шва корпуса должно быть не менее толщины стенки, но не менее 20 мм.

7.13.18 Допускается пересечение стыковых швов корпуса угловыми швами приварки внутренних и внешних устройств (опорных элементов и т.п.) при условии контроля всего перекрываемого участка шва корпуса и прилегающих к нему участков шириной не менее 50 мм радиографическим и ультразвуковым методами.

7.13.19 Корпус емкости и резервуара должен быть изготовлен из обечаек. Обечайки должны изготавливаться не более чем с двумя продольными швами. Обечайки должны изготавливаться из листов максимальной возможной длины. Вставки допускаются шириной не менее 200 мм.

7.13.20 Продольные швы смежных обечаек должны быть смещены относительно друг друга на величину трехкратной толщины наиболее толстого элемента, но не менее чем на 100 мм между осями швов.

7.13.21 Продольные сварные швы емкостей и резервуаров должны быть расположены вне центрального угла 140° нижней части корпуса в соответствии с ГОСТ Р 52630.

7.13.22 Ширина листа обечайки между кольцевыми швами должна быть не менее 800 мм, ширина замыкающей вставки □ не менее 400 мм.

7.13.23 После сборки и сварки обечаек корпус емкости и резервуара должен удовлетворять следующим требованиям: отклонение по длине не более $\pm 0,3$ % от номинальной длины; отклонение от прямолинейности не более 2 мм на длине 1 м, а общее отклонение не более 0,2 % от длины емкости или резервуара; отклонение внутреннего диаметра корпуса допускается не более ± 1 %. Документ является

собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 35 Относительная овальность «а» корпуса не должна превышать 1 %. Величина относительной овальности определяется по формуле: , (7.1) 7.13.24 Технические требования к фланцам люков и штуцеров должны соответствовать ГОСТ 28759.5 и ГОСТ 33259.

7.13.25 Резьбовые соединения не должны иметь заусенец и забоин. Разрыв ниток на крепежных деталях не допускается.

7.13.26 На емкостях и резервуарах должны предусматриваться элементы для строповки. Строповые устройства должны соответствовать требованиям ГОСТ 13716. Грузоподъемность каждого стропового устройства должна быть не менее силы, действующей на устройство при минимальном количестве строповых устройств, одновременно участвующих в подъеме.

7.13.27 Конструкция, места расположения строповых устройств должны быть установлены в КД. Конструкция и размещение строповых устройств должны обеспечивать исключение контакта строповых тросов с поверхностью емкости или резервуара при осуществлении погрузочно-разгрузочных работ, с целью сохранения антикоррозионного покрытия.

7.13.28 На корпусе емкости и резервуара, в месте, доступном для осмотра, при изготовлении должны быть предусмотрены две клеммы для подсоединения к внешнему контуру заземления. (Измененная редакция. Изм. № 2).

7.13.29 Угол охвата седловой опоры резервуара должен быть не менее 120°.

7.13.30 При изготовлении подогревателей необходимо выполнять следующие условия: - расстояние между сварными стыками в змеевиках спирального, винтового и других типов должно быть не менее 4 м. Длина замыкающей трубы с каждого конца должна быть не менее 500 мм, за исключением случая приварки к замыкающей трубе патрубка, штуцера или отвода; - при горячей гибке труб с наполнителем допускается не более одного сварного стыка на каждом витке при условии, что расстояние между сварными стыками не менее 2 м.

8 Требования к антикоррозионному покрытию

8.1 Емкости должны иметь заводское наружное и внутреннее АКП. Тип наружного АКП определяется условиями эксплуатации в соответствии со следующими документами и указывается при заказе емкости: Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования

ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 36 для емкостей надземной установки в соответствии с требованиями ОТТ-25.220.01-КТН-097-16; для емкостей подземной установки: подземная часть в соответствии с требованиями ОТТ-25.220.01-КТН-113-14, надземная часть в соответствии с требованиями ОТТ-25.220.01-КТН-097-16. Внутреннее АКП емкостей должно соответствовать требованиям ОТТ-25.220.01-КТН-187-13. АКП подземной части емкостей должны соответствовать усиленному типу по ГОСТ Р 51164 и ГОСТ 9.602.

8.2 Системы АКП должны быть включены в Реестр ОВП.

8.3 Нанесение АКП должно осуществляться по ТД, согласованной с производителями материалов.

8.4 Требования к подготовке поверхности, нанесению и проведению приемосдаточных испытаний АКП наружной надземной, подземной и внутренней поверхности емкости должны соответствовать требованиям, приведенным в п. 8.5.

8.5 Перед нанесением АКП сварочные брызги, пригар, шлак должны быть удалены. Подлежат зачистке сварные швы, раковины, оспины и труднодоступные места. Данные работы допускается проводить ручными или механизированными металлическими щетками или другим инструментом. Обезжиривание участков с любой степенью зажиренности производят органическими растворителями или растворами ТМС в соответствии с ГОСТ 9.402. Обезжиривание растворами ТМС проводить струйным обмывом. Обезжиривание органическими растворителями проводить кистью, мягкой волосяной щеткой или безворсистым обтирочным материалом (ветошь). После обезжиривания осушить поверхность принудительным или естественным способом до полного удаления паров растворителя. Очистка от оксидов производится абразивоструйным методом. Очистка поверхности абразивным (гидроабразивным) методом действующего резервуара без вывода его из эксплуатации, раскочки и зачистки от отложений запрещена. По окончании абразивной очистки и оседания пыли удаляют отработанный абразивный материал из рабочей зоны и производят обеспыливание поверхности обдувом сжатым воздухом, соответствующим ГОСТ 9.010, или при помощи промышленного пылесоса. Параметры подготовки поверхности должны соответствовать параметрам, приведенным в таблице 8.1. Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 37 Т а б л и ц а 8.1 – Показатели качества подготовки поверхности № п/п Наименование показателя Значение Метод контроля 1 Степень очистки, не менее Sa 2,5 (St 3)* или 2 ГОСТ Р ИСО 8501-1 ГОСТ 9.402 2 Шероховатость, мкм от 40 до 120 мкм согласно ТД на систему АКП ISO 8503-2 3 Степень обезжиривания, не более 1 ГОСТ 9.402 4 Степень обеспыливания, класс, не

более 2 ISO 8502-3 5 Содержание водорастворимых солей, мг/м², не более согласно ТД на систему АКП ISO 8502-9 6 Время между началом очистки и нанесением АКП, ч, не более ГОСТ 9.402 - для АКП наружной надземной поверхности емкости 6 - для АКП внутренней поверхности емкости 6 - для АКП наружной подземной поверхности емкости 2 * В скобках приведена требуемая степень очистки поверхности с помощью металлических щеток при ремонте дефектов АКП площадью менее 0,01 м² Контроль АКП осуществляют после его полного отверждения. Внешний вид АКП контролируют визуально на 100 % поверхности емкости. Контроль толщины АКП осуществляется не менее чем в 10 равноудаленных точках по длине емкости, начиная от края. Для емкости площадью до 1 м² проводится не менее 10 измерений, от 1 до 10 м² – не менее 20 измерений, свыше 10 м² – не менее 30 измерений. Дополнительно проводится не менее двух измерений толщины на элементах емкости площадью менее 0,1 м² (патрубки, фланцы и т.д.). Диэлектрическую сплошность АКП определяют искровым дефектоскопом постоянного тока на всей наружной и внутренней поверхности, за исключением участков, указанных в таблице 8.1. Адгезию АКП определяют не менее чем в трех точках на одном изделии от партии или на трех образцах-свидетелях, окрашиваемых совместно с окраской емкостей.

8.6 При проведении работ должна быть обеспечена защита от попадания абразивных и антикоррозионных материалов на прокладочные и уплотнительные детали.

8.7 Допускается не наносить АКП на транспортные заглушки, изготовленные из неметаллических материалов (фанера, резина, пластик и т. д.).

8.8 Длина неизолированных концевых участков патрубков под сварку должна быть от (80±20) до (100±20) мм. Допускается другая длина неизолированных концевых участков при условии обеспечения сохранности АКП в процессе сварки. Концевые участки АКП подземной Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 38 части емкости/резервуара должны иметь плавный переход к металлической поверхности с углом скоса не более 30°. (Измененная редакция. Изм. № 2).

8.9 Указания по ремонту повреждений и дефектов АКП должны быть установлены в соответствующем разделе РЭ на изделие или инструкции по ремонту АКП, разработанных в соответствии с рекомендациями изготовителя антикоррозионного материала.

8.10 Перечень элементов емкостей, к которым предъявляются специальные требования по нанесению АКП, приведены в таблице 8.2. Т а б л и ц а 8.2 – Перечень

элементов емкости, к которым предъявляются специальные требования по нанесению АКП № п/п Вид установки емкости Элементы, не подлежащие нанесению АКП Элементы, на которых толщина АКП не нормируется, сплошность АКП контролируется визуальн

1	2	3	4	1
---	---	---	---	---

Емкость надземного исполнения Уплотнительные поверхности фланцев Строповочные проушины. Крепежные изделия (шпильки, гайки, болты). Сопрягаемые (боковые) поверхности фланцев. Отверстия под крепежные изделия фланцев. Стальные транспортные заглушки. Крепление таблички, в т. ч. приварной подкладной лист, приварные скобы, приварные планки или кронштейны. 2 Емкость подземного исполнения Надземная часть Уплотнительные поверхности фланцев Строповочные проушины. Крепежные изделия (шпильки, гайки, болты). Сопрягаемые (боковые) поверхности фланцев. Отверстия под крепежные изделия фланцев. Стальные транспортные заглушки Крепление таблички, в т. ч. приварной подкладной лист, приварные скобы, приварные планки или кронштейны. 3 Подземная часть Уплотнительные поверхности фланцев. Крепежные изделия (шпильки, гайки, болты)* Строповочные проушины. Стальные транспортные заглушки. *Шпильки, гайки, болты закрываются заглушками. АКП наносится поверх заглушек. (Измененная редакция. Изм. № 2).

8.11 АКП надземной части емкости должно наноситься с нахлестом на АКП подземной части на величину не менее 200 мм. Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 39

9 Надежность

9.1 Долговечность Назначенный срок службы – 30 лет. Срок службы внутреннего антикоррозионного покрытия – 10 лет.

9.2 Ремонтопригодность Среднее время восстановления должно быть не более 5 ч.

9.3 Сохраняемость Срок сохраняемости емкости должен быть не менее 2 лет.

9.4 Отказы и критерии предельных состояний 9.4.1 Отказами емкости и резервуара, в условиях эксплуатации могут быть: потеря герметичности по отношению к внешней среде по корпусным деталям; - потеря герметичности в разъемных соединениях; потеря герметичности по отношению к внешней среде и к внутренней полости емкости (резервуара) по деталям подогревателя.

9.4.2 К критериям предельных состояний относятся: - начальная стадия нарушения цельности корпусных деталей (потение, капельная течь); превышение предельно допустимых дефектов металла корпусных деталей и сварных швов,

предусмотренных настоящим документом; утонение толщин стенок корпусных деталей до минимальных допускаемых прочностным расчетом величин; - нарушение геометрии корпусных деталей свыше максимальных допустимых отклонений, предусмотренных настоящим документом.

10 Безопасность

10.1 Требования безопасности, предъявляемые к конструкции 10.1.1 Конструкция, монтаж и эксплуатация емкостей и резервуаров должна соответствовать требованиям ГОСТ 34347, ГОСТ 12.1.004, ГОСТ 12.1.010, ГОСТ 12.2.003, ГОСТ 12.2.044, Федеральных норм и правил [19], ГОСТ 34182 и ТР ТС 010/2011 [20], требованиям настоящего документа. (Измененная редакция. Изм. № 2).

10.1.2 Арматура трубопроводная, применяемая на емкостях и резервуарах, в части требований безопасности должна соответствовать общим техническим требованиям ПАО «Транснефть» на соответствующий вид арматуры. Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 40 10.1.3 Применяемое электрооборудование на емкостях и резервуарах (насос, уровнемер и т.п.) должно быть во взрывозащищенном исполнении. Уровень и вид взрывозащиты □ не ниже 1 Exed ПАТЗ по ГОСТ 30852.1.

10.1.4 Цвет сигнальной и опознавательной окраски узлов, деталей, приспособлений и элементов оборудования, которые могут служить источником опасности для рабочих, а также предупреждающих знаков, ограждающих поверхностей и защитных устройств – по ГОСТ 12.4.026.

10.1.5 Обеспечение пожарной безопасности емкостей/резервуаров – в соответствии с Федеральным законом [21]. 10.1.4, 10.1.5 (Введены дополнительно. Изм. № 2).

10.2 Требования безопасности при эксплуатации 10.2.1 Эксплуатация емкостей и резервуаров при параметрах, выходящих за пределы, указанные в ТД, не допускается.

10.2.2 После установки емкостей и резервуаров на месте эксплуатации должно быть выполнено заземление и обеспечена молниезащита в соответствии с требованиями РД-91.120.40-КТН-240-16.

10.2.3 К эксплуатации емкостей и резервуаров должен допускаться только квалифицированный персонал, прошедший инструктаж и обучение безопасным методам и приемам обслуживания данного оборудования согласно требованиям ОР-03.180.00-КТН- 0133-20.

10.2.4 Ремонтные работы на емкостях и резервуарах проводятся в соответствии с требованиями РД-13.110.00-КТН-031-18.

10.2.5 При выполнении ремонтных работ должен применяться инструмент, исключающий искрообразование.

10.2.6 При заполнении емкости или резервуара: - необходимо убедиться в закрытии арматуры на дренажной линии; запрещается заполнять и опорожнять емкость и резервуар при недействующей дыхательной арматуре; следует прекратить заполнение при обнаружении в элементах емкости или резервуара трещин, выпучин, погнутостей, пропусков, течи или потения в сварных швах, не герметичности.

10.2.7 Освещенность рабочих мест органов управления и приборов контроля при эксплуатации емкостей и резервуаров должна соответствовать требованиям СП 52.13330.2016. Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 41 (Измененная редакция. Изм. № 2).

10.2.8 Емкости и резервуары не должны являться источниками шума, вибрации, ультразвуковых колебаний.

10.3 Требования безопасности при транспортировании и хранении 10.3.1 Требования безопасности при погрузочно-разгрузочных работах должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.3.009.

10.3.2 Строповка емкостей и резервуаров должна производиться в соответствии со схемой строповки, которая приводится на сборочном чертеже.

10.3.3 В РЭ должны быть оговорены требования, обеспечивающие безопасность при транспортировании и хранении емкостей и резервуаров: транспортирование и хранение емкостей и резервуаров должно проводиться с учетом всех требований по безопасности, предусмотренных разработчиком емкостей и резервуаров; после истечения установленного срока хранения емкость или резервуар должны быть подвергнуты переконсервации; в случае планируемого дальнейшего применения по назначению – техническому диагностированию и испытаниям на работоспособность и герметичность; транспортирование емкостей и резервуаров должно проводиться в соответствии с правилами, действующими на конкретных видах транспорта; погрузка, разгрузка, транспортирование и складирование емкостей и резервуаров должны проводиться аттестованным персоналом с соблюдением требований безопасности при выполнении данных работ.

10.3.4 Материалы и вещества, применяемые для упаковки и консервации, должны быть безопасными для людей и окружающей среды.

10.3.5 Установка и крепление емкости и резервуара на транспортном средстве должны исключать возможность механических повреждений и загрязнений внутренних поверхностей емкостей и резервуаров и концов патрубков, обработанных под приварку к трубопроводу. 11 Эксплуатационные характеристики

11.1 Установка и монтаж емкостей и резервуаров в зависимости от исполнения должны осуществляться на подготовленную бетонную площадку или в подготовленный котлован согласно инструкции по монтажу. Монтаж должен производиться специализированными организациями, располагающими техническими средствами, необходимыми для качественного выполнения работ и имеющими разрешение (лицензии) Ростехнадзора на монтаж сосудов.

11.2 Группа условий эксплуатации емкостей и резервуаров – 5 по ГОСТ 15150. Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 42 11.3 Перед монтажом и установкой емкости и резервуары должны быть подвергнуты наружному осмотру без разборки, при этом визуально проверяют: - комплектность по комплектовочной ведомости; - соответствие емкости (резервуара) паспорту, сборочному чертежу; - отсутствие повреждений, поломок и других видимых дефектов; - качество, целостность и соответствие наружного защитного антикоррозионного покрытия КД и требованиям, приведенным в разделе 8. (Измененная редакция. Изм. № 2).

11.4 К эксплуатации должны допускаться емкости и резервуары, имеющие защитное антикоррозионное покрытие, нанесенное в соответствии с требованиями раздела 8.

11.5 Эксплуатация емкостей и резервуаров должна быть остановлена при достижении назначенных показателей, указанных в разделе 9 настоящего документа.

11.6 Установка и крепление резервуара на фундаменте должны обеспечивать перемещение резервуара вдоль оси от температурных деформаций.

11.7 Разгрузка и установка емкостей (резервуаров) должны производиться при помощи грузоподъемных механизмов, строповкой за специальные приспособления.

11.8 Перед эксплуатацией наружная поверхность емкостей и резервуаров, подлежащих теплоизоляции, должна быть теплоизолирована негорючими материалами. Теплоизоляция должна производиться в соответствии с требованиями специального ППР. При разработке ППР следует руководствоваться требованиями ОТТ-25.220.00-КТН-179-15.

11.9 Цвет наружной поверхности резервуаров надземной установки должен быть светлым.

11.10 Эксплуатация емкости и резервуаров должна производиться согласно РЭ.

11.11 Эксплуатация емкостей и резервуаров на режимах, отличающихся от расчетных и установленных настоящим документом, без согласования с изготовителем не допускается.

11.12 Запрещается эксплуатация емкостей и резервуаров при отсутствии на них паспортов и РЭ, а также эксплуатационной документации на комплектующие изделия.

11.13 После монтажа и перед пуском в работу емкости (резервуары) должны подвергаться гидравлическому испытанию и техническому осмотру.

11.14 При эксплуатации должны проводиться техническое обслуживание и ремонт емкостей (резервуаров), а также профилактические осмотры. Объем, методы и периодичность технических обслуживаний, текущего и капитального ремонтов емкостей (резервуаров) должны быть указаны в РЭ. Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 43 11.15 Все работы, связанные с техническим обслуживанием, средним и капитальным ремонтом, должны производиться в плановом порядке, в установленные сроки и в полном объеме согласно РЭ.

11.16 Емкости и резервуары должны подвергаться техническому диагностированию и освидетельствованию. Техническое диагностирование при ремонтах включает в себя: - анализ эксплуатационных (включая документы по режимам эксплуатации оборудования), проектных и ремонтных документов (при наличии), а также акты расследования аварий и инцидентов, связанных с эксплуатацией технических устройств, заключения экспертизы ранее проводимых экспертиз (при наличии); - НК; - параметрический контроль; - анализ результатов параметрического контроля до ремонта; - контроль функционирования; - оценку коррозии, износа и других дефектов по результатам НК; - гидравлические испытания (по необходимости); - оформление технического отчета по результатам технического диагностирования. Техническое диагностирование при эксплуатации включает в себя: а) анализ эксплуатационных (включая документы по режимам эксплуатации оборудования), проектных и ремонтных документов (при наличии), а также акты расследования аварий и инцидентов, связанных с эксплуатацией технических устройств, заключения экспертизы ранее проводимых экспертиз (при наличии); б) НК; в) параметрический контроль; г) контроль функционирования; д) определение действующих повреждающих факторов, механизмов повреждения и восприимчивости материала технического устройства к механизмам повреждения; е) геодезические измерения; ж) определение прочности бетона фундамента; з) определение механических характеристик корпусных деталей; и) металлографические исследования

(при необходимости); к) определение химического состава материалов (при отсутствии сертификатов на изделие или сведений о марке материала, а также в случаях, когда результаты измерения твердости и металлографического анализа не соответствуют марке стали, указанной в ТД); л) оценку коррозии, износа и других дефектов по результатам НК; Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 44 м) гидравлические испытания; н) расчетно-аналитические процедуры оценки и прогнозирования технического состояния, включающие: поверочный расчет на прочность; - определение остаточного срока эксплуатации до прогнозируемого наступления предельного состояния; - оценку технического состояния; - установление срока следующего технического диагностирования; п) оформление технического отчета по результатам технического диагностирования. Техническое диагностирование проводится перед техническим освидетельствованием. Техническое освидетельствование включает: - техническое диагностирование; - выдачу предварительного заключения эксплуатирующей организации (заказчику) о техническом состоянии МТО; - проведение ЭПБ; - оформление заключения ЭПБ. Техническое освидетельствование проводится: - при выработке назначенного срока службы (нормативного срока эксплуатации), продленного срока эксплуатации (плановое) или при превышении циклов нагрузки; для изделия, ставшего причиной аварии, в т. ч. находившегося под воздействием параметров, превышающих расчетные или указанные в конструкторской документации (внеплановое); - для изделия, подвергнувшегося непредусмотренным аварийным воздействиям, например, сейсмическое воздействие, мощность которого превысила расчетные параметры (внеплановое); при отсутствии в технической документации данных о сроке службы изделия, если фактический срок его службы превышает двадцать лет; после проведения работ, связанных с изменением конструкции, заменой материала несущих элементов; при обнаружении экспертами дефектов, вызывающих сомнение в прочности конструкции, или дефектов неизвестного происхождения; при оценке технического состояния ЛЧ МТ, НПС (при необходимости). (Измененная редакция. Изм. № 1, Изм. № 2).

11.17 По результатам технического диагностирования должен определяться объем капитального ремонта емкости (резервуара). Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 45 11.18 К эксплуатации и обслуживанию емкостей и резервуаров должен допускаться персонал, аттестованный в установленном порядке.

11.19 При эксплуатации емкостей и резервуаров должны выполняться

требования безопасности, указанные в разделе 10 настоящего документа. 12
Эргономические показатели

12.1 Резервуары с целью обслуживания узлов и деталей должны быть оборудованы стационарными площадками с лестницами и ограждением, входящими в комплект поставки. Лестницы и площадки обслуживания должны соответствовать ГОСТ 12.2.044 и следующим требованиям: минимальная ширина лестницы – 700 мм; расстояние между ступенями по всей высоте лестницы должно быть одинаковым и не превышать 250 мм; лестницы, начиная с высоты 2 м, должны иметь ограждения в виде дуг. Верхняя дуга по высоте должна располагаться на уровне поручня бокового ограждения площадки обслуживания. Дуги должны располагаться на расстоянии не более 0,8 м одна от другой и соединяться не менее чем тремя продольными полосами. Расстояние от лестницы до дуги должно быть не менее 0,7 м и не более 0,8 м при радиусе дуги от 0,35 до 0,4 м; конструкция лестницы должна выдерживать сосредоточенный груз 4,5 кН; минимальная ширина площадок и переходов на уровне настила – 700 мм; конструкция площадок и переходов должна выдерживать сосредоточенный груз 4,5 кН (на площадке 100□100 мм); переходы и площадки должны быть снабжены перилами высотой 1,25 м от уровня настила; перила должны иметь нижнюю бортовую полосу ограждения, образующую с настилом зазор не более 10 мм для стока жидкости. Минимальная высота нижней бортовой полосы ограждения – 150 мм; расстояние между поручнем, промежуточными планками и нижней бортовой полосой должно быть не более 400 мм; максимальное расстояние между стойками ограждения – 2 м; ограждение должно выдерживать нагрузку 0,9 кН, приложенную в любом направлении в любой точке поручня.

12.2 Номинальный диаметр корпуса манометра, устанавливаемого на емкости и резервуаре, должен быть не менее 160 мм. Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 46 12.3 Емкости и резервуары диаметром 1600 мм и более должны оборудоваться внутренними лестницами из материала, не дающего искр. Лестницы должны соответствовать ГОСТ 12.2.044 и следующим требованиям: минимальная ширина лестницы – 700 мм; расстояние между ступенями по всей высоте лестницы должно быть одинаковым и не превышать 250 мм; конструкция лестницы должна выдерживать сосредоточенный груз 4,5 кН.

13 Охрана окружающей среды

13.1 Емкости и резервуары должны быть герметичны по отношению к внешней среде. Протечки не допускаются.

13.2 Детали, вышедшие из строя и отработавшие свой ресурс, предварительно очищенные и отпаренные, должны передаваться на утилизацию в специализированные предприятия, имеющие разрешения на соответствующий вид деятельности.

13.3 Содержание вредных веществ в местах отбора проб и измерения параметров не должно превышать требований к классу опасности 3 по ГОСТ 12.1.007. Концентрация вредных веществ, методы и периодичность контроля должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.005 для класса опасности III.

14 Комплектность

14.1 В комплект поставки емкостей и резервуаров должны входить: емкость или резервуар в собранном виде в соответствии с требованиями КД; ответные фланцы, рабочие прокладки и крепежные детали, не требующие замены при монтаже; отдельно транспортируемые горловины люков и патрубков с рабочими прокладками и крепежными деталями, не требующими замены при монтаже; металлоконструкции колодца (для емкостей и резервуаров подземной установки по требованию заказчика); отдельно транспортируемые площадки обслуживания, лестницы и ограждения (для резервуаров надземной установки); электронасосный агрегат (для емкостей дренажных по требованию заказчика); фундаментные болты и хомуты для крепления емкости и резервуара в проектом положении (по указанию в ТД). дыхательные клапаны, люки замерные, огнепреградители, патрубки для зачистки, уровнемеры, мановакуумметры и другое оборудование (по требованию заказчика); Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 47 - запасные части (по указанию в ТД); - техническая документация (ТД).

14.2 Предприятие-изготовитель должно направлять с изделием следующую техническую и товаросопроводительную документацию: сборочный чертеж со спецификацией; - копию декларации о соответствии требованиям ТР ТС 010/2011 [20]; - копию сертификата соответствия; - заключение о соответствии антикоррозионного покрытия требованиям НД; - ведомость ЗИП; - расчет на прочность; расчет на сейсмостойкость (для емкостей и резервуаров в сейсмостойком и повышенной сейсмостойкости исполнениях); паспорт емкости и резервуар, согласно требованиям нормативной и технической документации по промышленной безопасности для сосудов, работающих без давления. К паспорту должен прикладываться протокол результатов исправления дефектов (при наличии исправлений), схема расположения сварных швов с указанием номеров клейм и росписью исполнителей (при отсутствии клеймения); - инструкция по монтажу со схемой монтажной маркировки; РЭ, включая меры безопасности, порядок эксплуатации, объем, методы и периодичность контроля,

ремонта, диагностирования и освидетельствования; ТД на комплектующие изделия в объеме поставки предприятия-изготовителя (насосный агрегат, уровнемер и т.д.); свидетельство о консервации в соответствии с ГОСТ 34347; (Измененная редакция. Изм. № 2). акт проведения гидравлического испытания корпуса емкости (резервуара) и подогревателей на прочность и герметичность; акт о проведении контрольной сборки или контрольной проверки размеров; упаковочный лист и комплектовочная ведомость с полным перечнем упаковочных единиц.

15 Маркировка

15.1 Схема условного обозначения подземной горизонтальной дренажной емкости при заказе – в соответствии с ГОСТ Р 58617. Допускается использовать схему условного обозначения подземной горизонтальной дренажной емкости, приведенную на рисунке 15.1. Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 48 (Измененная редакция. Изм. № 2). ЕП 16 1 А К/В С УХЛ1 Вид климатического исполнения и категория размещения Вид исполнения по сейсмостойкости: С0, С, ПС Комплектация колодцем: К – железобетонный колодец; МК – металлический колодец; /В – водяной подогреватель колодца; /Э – электрический подогреватель колодца А □ указывается в случае необходимости внутреннего антикоррозионного покрытия емкости С насосным агрегатом: Конструктивное исполнение: 1 – с насосным агрегатом глубиной погружения до 3 м; 2 – с насосным агрегатом глубиной погружения до 3,7 м. Без насосного агрегата: вылет люков, мм Номинальный диаметр, мм Номинальный объем, м3 Тип емкости подземной дренажной: ЕП – емкость подземная дренажная; ЕПП – емкость подземная дренажная с подогревателем Рисунок 15 Рисунок 15 Место под рисунок из PDF. Контент-менеджер вставит изображение. .1 – Схема условного обозначения емкости подземной дренажной Примеры условного обозначения подземной горизонтальной дренажной емкости при заказе:

15.1.1 Емкость подземная дренажная без подогревателя номинальным объемом 16 м3, диаметром корпуса 2000 мм, с насосным агрегатом с глубиной погружения 2260 мм, без внутреннего антикоррозионного покрытия, комплектуется металлоконструкциями железобетонного колодца, несейсмостойкого исполнения устанавливаемая в районе с сейсмичностью 5 баллов, для макроклиматического района с умеренным климатом и размещением на открытой площадке: «ЕП-16-2000-1-К-С0-У1».

15.1.2 Емкость подземная дренажная с подогревателем номинальным объемом 40 м3, диаметром корпуса 2400 мм, с насосным агрегатом с глубиной погружения 3260 мм, с внутренним антикоррозионным покрытием, комплектуется

металлоконструкциями стального колодца с электрическим подогревателем, сейсмостойкого исполнения устанавливаемая в районе с сейсмичностью 9 баллов, макроклиматического района с холодным климатом и размещением на открытой площадке: Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 49 «ЕПП-40-2400-1-А-МК/Э-С-ХЛ1».

15.1.3 Емкость подземная дренажная с подогревателем номинальным объемом 63 м³, диаметром корпуса 2400 мм, без насосного агрегата, с величиной заглубления 1100 мм, с внутренним антикоррозионным покрытием, без колодца, повышенной сейсмостойкости устанавливаемая в районе с сейсмичностью 10 баллов, для макроклиматических районов с умеренным и холодным климатом, размещением на открытой площадке: «ЕПП-63-2400-1100-А-ПС-УХЛ1».

15.2 Схема условного обозначения стального горизонтального резервуара при заказе – в соответствии с ГОСТ Р 58617. Допускается использовать схему условного обозначения стального горизонтального резервуара, приведенную на рисунке 15.2. (Измененная редакция. Изм. № 2). РГС 50 П2 А Т С УХЛ1 Вид климатического исполнения и категория размещения Вид исполнения по сейсмостойкости: С0, С, ПС Т – указывается в случае необходимости теплоизоляции А – указывается в случае необходимости внутреннего антикоррозионного покрытия резервуара Величина заглубления, мм Комплектация подогревателем: П1 – внутренний с U-образными элементами; П2 – внутренние винтовые; П5 – наружные зигзагообразные; П7 – внутренний трубный пучок Номинальный объем, м³, с разделительной перегородкой: дополнительно в скобках указывается номинальный объем каждой полости через «/» Тип резервуара горизонтального стального: РГС – резервуар надземной установки; РГСП – резервуар подземной установки в котлован; РГСПС – резервуар подземной установки в саркофаг Рисунок 15 Рисунок 15 Место под рисунок из PDF. Контент-менеджер вставит изображение. .2 – Схема условного обозначения резервуара стального горизонтального Примеры условного обозначения стального горизонтального резервуара при заказе: Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 50 15.2.1 Резервуар горизонтальный стальной надземной установки объемом 25 м³, с наружным зигзагообразным подогревателем, с внутренним антикоррозионным покрытием, несейсмостойкого исполнения, устанавливаемый в районе с сейсмичностью 5 баллов, для макроклиматического района с умеренным климатом и размещением на открытой площадке: «РГС-25-П5-А-С0-У1».

15.2.2 Резервуар горизонтальный стальной подземной установки объемом 50 м³, с подогревателем с U-образными элементами, величиной заглубления 1200 мм, с внутренним антикоррозионным покрытием, с теплоизоляцией, сейсмостойкого исполнения, устанавливаемый в районе с сейсмичностью 9 баллов, для макроклиматических районов с умеренным и холодным климатом, размещением на открытой площадке: «РГСП-50-П1-1200-А-ПС-УХЛ1».

15.2.3 Резервуар горизонтальный стальной надземной установки объемом 100 м³, с внутренним винтовым подогревателем, с внутренним антикоррозионным покрытием, повышенной сейсмостойкости, устанавливаемый в районе с сейсмичностью 10 баллов, для макроклиматических районов с умеренным и холодным климатом, размещением на открытой площадке: «РГС-100-П2-А-Т-С-УХЛ1».

15.2.4 Резервуар горизонтальный стальной подземной установки в саркофаг объемом 5 м³, с трубным пучком, повышенной сейсмостойкости, устанавливаемый в районе с сейсмичностью 10 баллов, для макроклиматических районов с умеренным и холодным климатом, размещением на открытой площадке: «РГСПС-5-П7-ПС-УХЛ1».

15.2.5 Резервуар горизонтальный стальной надземной установки с разделительной перегородкой объемом 20 м³ (17 и 3 м³), сейсмостойкого исполнения, устанавливаемый в районе с сейсмичностью 9 баллов, для макроклиматических районов с умеренным и холодным климатом, размещением на открытой площадке: «РГС-20 (17/3)-С-УХЛ1».

15.3 Каждая емкость (резервуар) должна иметь стандартную типовую табличку, выполненную в соответствии с требованиями ГОСТ 12971, с размерами не менее 100х60 мм. Табличка должна быть размещена на видном месте. Для емкостей, не подлежащих теплоизоляции, табличка должна крепиться на приварном подкладном листе, приварной скобе, приварных планках или кронштейне. Для резервуаров, подлежащих теплоизоляции, табличка должна крепиться на приварной скобе, планке или кронштейне, размеры которых должны обеспечивать доступ к табличке после нанесения теплоизоляции. Для емкостей и резервуаров подземного исполнения табличка должна крепиться на приварном подкладном Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 51 листе, приварной скобе, приварных планках или кронштейне, размещенном в верхней части люка-лаза, так, чтобы имелся доступ к табличке после установки емкости (резервуара) в котлован и засыпки грунтом.

15.4 На табличку должны быть нанесены: - наименование или товарный знак предприятия-изготовителя; - наименование и обозначение емкости (резервуара); порядковый номер емкости (резервуара) по системе нумерации

предприятияизготовителя; - расчетное давление емкости (резервуара) и подогревателей, МПа; - номинальное давление емкости (резервуара) и подогревателей, МПа; - пробное давление емкости (резервуара) и подогревателей, МПа; допустимая максимальная и минимальная рабочая температура стенки, °С; исполнение емкости (резервуара) по сейсмостойкости (С0, С, ПС) с указанием допустимой максимальной сейсмичности района установки, баллы по шкале MSK-64 [1]; - масса емкости (резервуара), кг; месяц, год изготовления; (Измененная редакция. Изм. № 2). клеймо технического контроля.

15.5 На наружной поверхности стенки емкости (резервуара) под табличкой должна быть нанесена следующая маркировка: наименование или товарный знак предприятия-изготовителя; - порядковый номер емкости (резервуара) по системе нумерации предприятияизготовителя; месяц, год изготовления; (Измененная редакция. Изм. № 2). клеймо технического контроля; - наименование и обозначение емкости (резервуара). Маркировка должна наноситься клеймением или гравировкой. Глубина маркировки должна быть в пределах от 0,2 до 0,3 мм. Маркировка должна заключаться в рамку, выполненную атмосферостойкой краской, и защищаться бесцветным лаком (тонким слоем смазки).

15.6 Кроме основной маркировки должны быть: - нанесены несмываемой краской условные обозначения на строповые устройства; - нанесены монтажные метки (риски), фиксирующие в плане главные оси емкости (резервуара), для выверки ее проектного положения на фундаменте; Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 52 - нанесены отметки, указывающие положение центра масс на обечайке емкости (резервуара), при этом отметки следует располагать на двух противоположных сторонах корпуса; - указаны диаметр отверстий под регулировочные болты несмываемой краской вблизи от одного из отверстий (при наличии регулировочных болтов в опорной конструкции резервуара).

15.7 Каждая отгружаемая емкость (резервуар) должна иметь транспортную маркировку, нанесенную в соответствии с ГОСТ 14192. Транспортная маркировка должна содержать: наименование грузополучателя; - наименование пункта назначения; количество грузовых мест и порядковый номер места через дробь; - наименование грузоотправителя; массы брутто и нетто грузового места в килограммах; габаритные размеры грузового места в сантиметрах (длина, ширина и высота).

15.8 Транспортная маркировка на неупакованные узлы изделия должна быть выполнена на фанерных или металлических ярлыках размером 148x210 мм, согласно ГОСТ 14192. Ярлыки должны быть надежно закреплены на видном месте.

15.9 На упакованной емкости (резервуар) должны быть нанесены манипуляционные знаки: «Центр тяжести» и «Место строповки», непосредственно на емкость (резервуар) несмываемой краской должны быть нанесены условные обозначения на строповые устройства.

16 Упаковка

16.1 Емкости и резервуары должны поставляться заказчику габаритными узлами без упаковки.

16.2 Все отверстия, патрубки, штуцера должны быть закрыты заглушками или пробками для обеспечения защиты от загрязнений и повреждений внутренней полости и механической обработки патрубков.

16.3 Все съемные, сменные детали и узлы емкости и резервуара должны упаковываться в деревянные ящики.

16.4 Крепежные детали при отправке их в ящиках должны быть законсервированы согласно инструкции изготовителя, а шпильки (болты) фланцевых соединений дополнительно упакованы в оберточную или парафинированную бумагу. Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 53 16.5 Техническую и товаросопроводительную документацию, прилагаемую к емкости (резервуару), следует помещать в водонепроницаемый материал или материал с полиэтиленовым покрытием и вкладывать в герметичный пакет, изготовленный из полиэтиленовой пленки толщиной не менее 150 мкм. Швы пакета должны свариваться (заклеиваться). Пакет дополнительно должен быть обернут водонепроницаемой бумагой или полиэтиленовой пленкой, края которых должны свариваться (заклеиваться).

16.6 При отгрузке емкости или резервуара ТД должна крепиться внутри корпуса или на корпусе. При этом на корпус должна быть нанесена надпись: «Документация находится здесь».

16.7 Каждое грузовое место должно иметь свой упаковочный лист, который вкладывается в пакет из водонепроницаемого материала или материала с полиэтиленовым покрытием. Пакет дополнительно должен помещаться в водонепроницаемую бумагу и размещаться в специальном кармане, изготовленном в соответствии с ТД. Карман должен крепиться около маркировки груза.

16.8 Второй экземпляр упаковочного листа или комплектационной ведомости вместе с ТД должен упаковываться непосредственно в емкость (резервуар).

16.9 Консервация емкостей и резервуаров должна проводиться по технологии

предприятия-изготовителя с учетом требований настоящего документа, ГОСТ 9.014 и условий транспортирования и хранения.

16.10 При выборе средств временной антикоррозионной защиты емкости и резервуары относятся к группе II по ГОСТ 9.014.

16.11 На все обработанные поверхности, а также резьбовые участки деталей должна быть нанесена временная антикоррозионная защита варианта ВЗ-4 по ГОСТ 9.014.

16.12 Консервация должна обеспечивать защиту от коррозии при транспортировании, хранении и монтаже в течение 24 месяцев со дня отгрузки емкости с предприятия-изготовителя.

16.13 В случае хранения свыше двух лет или обнаружения дефектов временной антикоррозионной защиты при контрольных осмотрах в процессе хранения, необходимо произвести переконсервацию согласно ГОСТ 9.014.

16.14 Методы консервации и применяемые для этого материалы должны обеспечивать возможность расконсервации емкости (резервуара) в сборе и транспортируемых блоков (узлов) без их разборки.

16.15 Расконсервацию следует производить согласно ГОСТ 9.014. Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 54 17 Хранение

17.1 Условия хранения должны обеспечивать сохраняемость геометрических размеров, прочности, герметичности и работоспособности емкости (резервуара), а также заводской упаковки и антикоррозионного покрытия в течение всего срока сохраняемости установленного настоящим документом.

17.2 Условия хранения в части воздействия климатических факторов должны соответствовать группе 8 по ГОСТ 15150 (открытые площадки в макроклиматических районах с умеренным и холодным климатом в атмосфере любых типов): плотность потока ультрафиолетовой части спектра (длина волны от 280 до 400 нм) – 68 Вт/м² (0,016 кал/см²·с); верхнее значение температуры окружающего воздуха плюс 40 °С; нижнее значение температуры окружающего воздуха: минус 40 °С – для исполнения

У1 и минус 60 °С – для исполнения УХЛ1, ХЛ1; относительная влажность окружающего воздуха может достигать 100 %; верхнее значение атмосферного давления составляет 106,7 кПа (800 мм рт. ст.); нижнее значение атмосферного давления составляет 84,0 кПа (630 мм рт. ст.).

17.3 При этих условиях должно обеспечиваться хранение емкости (резервуара) в неповрежденной заводской упаковке не менее 24 месяцев без повторной консервации.

По истечении 24 месяцев при необходимости производить повторную консервацию.

17.4 При хранении емкости и резервуары должны устанавливаться на подкладки, исключающие непосредственное соприкосновение с грунтом.

17.5 При хранении емкости и резервуары должны предохраняться от механических повреждений и деформаций. Перемещения волоком запрещается.

18 Показатели транспортировки

18.1 Емкости и резервуары должны быть предназначены для транспортировки железнодорожным, автомобильным и водным транспортом в соответствии с требованиями правил перевозки грузов и техническими условиями на перевозку и крепление грузов, действующими на каждом виде транспорта.

18.2 Условия транспортирования емкостей и резервуаров в части воздействия климатических факторов должны соответствовать группе 8 (ОЖЗ) по ГОСТ 15150 (открытые площадки в макроклиматических районах с умеренным и холодным климатом в атмосфере любых типов): - плотность потока ультрафиолетовой части спектра (длина волны от 280 до 400 нм) – 68 Вт/м² (0,016 кал/см²·с); Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 55 - верхнее значение температуры окружающего воздуха плюс 40 °С; - нижнее значение температуры окружающего воздуха: минус 40 °С – для исполнения

У1 и минус 60 °С – для исполнения УХЛ1, ХЛ1; относительная влажность окружающего воздуха может достигать 100 %; верхнее значение атмосферного давления составляет 106,7 кПа (800 мм рт. ст.); нижнее значение атмосферного давления составляет 84,0 кПа (630 мм рт. ст.).

18.3 Условия транспортирования емкостей и резервуаров в части воздействия механических факторов должны соответствовать жестким условиям (Ж) по ГОСТ 23170: перевозки автомобильным транспортом с любым количеством перегрузок (расстояние свыше 1000 км); перевозки воздушным, железнодорожным транспортом и водным путем в сочетании их между собой и с автомобильным транспортом с общим числом перегрузок более 4; - перевозки, включающие транспортирование морем.

18.4 При транспортировании емкостей и резервуаров должны выдерживаться условия хранения.

18.5 При транспортировании емкости и резервуары должны предохраняться от механических повреждений и деформаций. Перемещения волоком запрещается.

18.6 При выполнении погрузочно-разгрузочных работ должны выполняться

требования

ГОСТ

12.3.009.

19 Гарантийные обязательства

19.1 Изготовитель должен гарантировать соответствие емкостей и резервуаров требованиям настоящего документа, а также ГОСТ Р 58617 и ГОСТ 34347 при соблюдении условий транспортирования, хранения, монтажа и эксплуатации. (Измененная редакция. Изм. № 2).

19.2 Гарантийный срок хранения без переконсервации – 24 месяца.

19.3 Гарантийный срок эксплуатации должен составлять 24 месяца со дня ввода емкости (резервуара) в эксплуатацию.

19.4 В течение гарантийного срока предприятие-изготовитель должно безвозмездно устранять дефекты производства, выявленные в процессе эксплуатации, а при невозможности устранения дефектов – выполнить замену поставленного изделия.

19.5 По результатам эксплуатации в гарантийный период, но не менее чем через один год, при наличии отрицательных отзывов организаций системы «Транснефть», ТД на емкости Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 56 и резервуары горизонтальные подлежит исключению из Реестр ОВП в установленном порядке.

20 Правила приемки

20.1 Общие требования 20.1.1 Емкости и резервуары должны отвечать требованиям ТД и КД, разработанной в соответствии с требованиями настоящего документа, а также требованиям ГОСТ 34347. (Измененная редакция. Изм. № 2).

20.1.2 Приемка и контроль качества емкостей и резервуаров (сборочные единицы и детали), материалов, комплектующих изделий и отдельных операций должны производиться органами технического контроля предприятия-изготовителя на соответствие требованиям настоящего документа, ГОСТ 34347, ТД и КД, утвержденной в установленном порядке. Результатом приемки является клеймо ОТК (ООК) на детали, сборке, емкости (резервуаре) и штамп ОТК (ООК) с подписью в паспорте сосуда. (Измененная редакция. Изм. № 2).

20.1.3 К изготовлению и сборке должны допускаться материалы и детали, качество которых отвечает требованиям ТД и которые приняты органами технического контроля предприятия-изготовителя.

20.1.4 Входному контролю должны подвергаться материалы и покупные

изделия, качество которых подтверждается сертификатами, а при необходимости путем проведения испытаний силами предприятия-изготовителя.

20.1.5 Операционному контролю должны подвергаться сборочные единицы и детали емкостей и резервуаров в процессе их изготовления на предприятии-изготовителе, качество которых подтверждается путем проверки на соответствие требованиям настоящего документа, ГОСТ 34347 и КД, утвержденной в установленном порядке. (Измененная редакция. Изм. № 2).

20.1.6 Для подтверждения соответствия емкостей и резервуаров установлены следующие виды испытаний: - приемочные испытания (с целью подтверждения всех установленных в настоящем документе характеристик опытного образца емкостей и резервуаров, проверки и подтверждения соответствия опытного образца емкостей и резервуаров требованиям настоящего документа, а также для принятия решений о возможности постановки этой продукции на производство); - квалификационные (с целью подтверждения всех определенных настоящим документом характеристик емкостей и резервуаров, являющихся представителем Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 57 установочной серии или первой промышленной партии, проверки и подтверждения соответствия емкостей и резервуаров требованиям настоящего документа); - приемо-сдаточные (с целью контроля соответствия емкостей и резервуаров требованиям КД и настоящего документа для определения возможности приемки емкостей и резервуаров); - периодические не реже 1 раза в 3 года (для периодического подтверждения качества емкостей и резервуаров и стабильности технологического процесса в установленный период с целью подтверждения возможности продолжения изготовления емкостей и резервуаров по действующей КД и ТД и продолжения их приемки); - типовые (с целью оценки эффективности и целесообразности предлагаемых изменений в конструкции или технологии изготовления, которые могут повлиять на технические характеристики емкостей и резервуаров, связанные с безопасностью для жизни, здоровья или имущества граждан, либо могут повлиять на эксплуатацию емкостей и резервуаров, в том числе на важнейшие потребительские свойства емкостей и резервуаров или на соблюдение условий охраны окружающей среды). Испытания (приемо-сдаточные, приемочные, квалификационные, периодические, типовые) проводятся по программе и методике испытаний, разработанной и утвержденной заводом-изготовителем и на которую оформлено (подготовлено) положительное экспертное заключение ООО «НИИ Транснефть». Объем проверок, контролей и испытаний приведен в таблице 20.1. Т а б л и ц а 20.1 – Объем проверок, контроля и испытаний № п/п Виды проверок, контролей и испытаний Виды испытаний Приемочные Квалификационные Приемо-сдаточные

Периодические Типовые 1 2 3 4 5 6 7 1 Проверка габаритных и присоединительных размеров + + + + + 2 Проверка качества сварных швов + + + + + 3 Испытания на прочность и герметичность + + + + + 4 Испытания на вакуум + + + + + 5 Проверка качества поверхности + + + + + 6 Проверка качества наружного и внутреннего антикоррозионного покрытия + + + - +1) 7 Проверка комплектности емкости (резервуара) + + + + + Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования

ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 58 Продолжение таблицы 20.1 № п/п Виды проверок, контролей и испытаний Виды испытаний Приемочные Квалификационные Приемосдаточные Периодические Типовые 1 2 3 4 5 6 7 8 Проверка комплектности и содержания сопроводительной документации + + + + + 9 Проверка маркировки + + + + + 10 Проверка консервации + + + + - 11 Проверка упаковки + + + + - 12 Проверка массы + + - + + 1) Испытания АКП проводятся при изменении технологии нанесения или изменения материалов, применяемых для нанесения АКП. (Измененная редакция. Изм. № 2).

20.2 Виды испытаний 20.2.1 Приемо-сдаточные испытания 20.2.1.1 Приемо-сдаточные испытания должны проводиться в присутствии представителей отдела технического контроля качества завода-изготовителя в соответствии с программой и методикой испытаний емкостей и резервуаров горизонтальных, согласованной с ПАО «Транснефть».

20.2.1.2 Для выполнения функций представителя заказчика на испытания должен направляться квалифицированный и обученный на соответствующие методы контроля специалист.

20.2.1.3 Результаты приемо-сдаточных испытаний должны оформляться актом испытаний установленной формы в соответствии с приложением А.

20.2.1.4 Приемо-сдаточные испытания проводят с целью контроля соответствия емкости (резервуара) требованиям КД и настоящего документа для определения возможности приемки емкости (резервуара).

20.2.1.5 Приемо-сдаточным испытаниям должна подвергаться каждая емкость или резервуар до консервации.

20.2.1.6 Программу и методику испытаний разрабатывает изготовитель емкости (резервуара). (Измененная редакция. Изм. № 2).

20.2.1.7 После нанесения антикоррозионного покрытия должен проводиться контроль с оформлением протокола испытаний антикоррозионного покрытия. Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения

ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 59 20.2.1.8 Если при приемо-сдаточных испытаниях будет обнаружено несоответствие емкости (резервуара) хотя бы по одному пункту программы приемо-сдаточных испытаний, то она бракуется до выявления причин возникновения несоответствий и их устранения.

20.2.1.9 После устранения обнаруженных несоответствий емкость (резервуар) должна подвергаться повторным испытаниям по всем параметрам.

20.2.1.10 При положительных результатах повторных приемо-сдаточных испытаний емкость (резервуар) считается принятой ОТК (ООК).

20.2.1.11 Разность температур стенки корпуса емкости (резервуара) и окружающего воздуха во время гидравлических испытаний не должна вызывать конденсацию влаги на поверхности стенки емкости (резервуара).

20.2.1.12 Скорость подъема давления при проведении гидравлических испытаний не должна превышать 0,5 МПа в минуту.

20.2.2 Периодические испытания 20.2.2.1 Периодические испытания проводят не реже одного раза в три года.

20.2.2.2 Объем выборки для проведения испытаний, порядок проведения периодических и квалификационных испытаний – в соответствии со стандартами организации, программой и методикой испытаний, утвержденной в установленном порядке. (Измененная редакция. Изм. № 2).

20.2.2.3 При периодических испытаниях следует проводить проверку массы емкости (резервуара) с помощью весоизмерительного устройства. Допускается производить расчет массы по технической документации.

20.2.2.4 Программа и методика испытаний должна разрабатываться разработчиком емкости (резервуара).

20.2.2.5 Программа и методика испытаний должна содержать все виды испытаний, соответствующих приемочным испытаниям, а также другие испытания и проверки, позволяющие достигнуть цели периодических испытаний. 20.2.2.4, 20.2.2.5 (Измененная редакция. Изм. № 2).

20.2.3 Типовые испытания 20.2.3.1 Типовые испытания емкостей и резервуаров проводят с целью оценки эффективности и целесообразности предлагаемых изменений в конструкции или технологии изготовления, которые могут повлиять на технические характеристики емкости и резервуара, связанные с безопасностью для жизни, здоровья или имущества граждан, либо могут повлиять на эксплуатацию емкости или резервуара, в том числе на важнейшие потребительские свойства или на соблюдение условий охраны окружающей среды. Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен,

тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть»
Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования
ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 60 20.2.3.2 Программу и методику испытаний
разрабатывает изготовитель (поставщик) емкости (резервуара) или иная организация по
договору с ним.

20.2.3.3 Программа и методика испытаний должна содержать: необходимые
проверки из состава приемо-сдаточных и периодических испытаний; требования по
количеству образцов, необходимых для проведения типовых испытаний; - указания об
использовании образцов, подвергнутых типовым испытаниям.

20.2.3.4 В программу и методику испытаний, при необходимости, допускается
включать сравнительные испытания емкости, изготовленной без учета и с учетом
предлагаемых изменений.

20.2.3.2 20.2.3.4 (Измененная редакция. Изм. № 2).

20.2.3.5 Результаты типовых испытаний считают положительными, если
полученные фактические данные по всем видам проверок, включенным в программу
типовых испытаний, свидетельствуют о достижении требуемых значений показателей
емкости или резервуара (технологического процесса изготовления), оговоренных в
программе и методике, и достаточны для оценки эффективности (целесообразности)
внесения изменений.

20.3 Требования к испытательному оборудованию 20.3.1 Испытательное
оборудование, в том числе установленные на них приборы КИПиА, должны обеспечить
условия испытаний, регламентированные настоящим документом.

20.3.2 На емкость (резервуар), со стороны испытательного оборудования,
должны быть исключены механические воздействия, не предусмотренные
требованиями эксплуатационной документации.

20.3.3 Средства измерений, применяемые для контроля и испытаний емкостей и
резервуаров, должны быть: - утвержденного типа (сведения о типе средства измерений
должны быть внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению
единства измерений); - иметь сертификаты поверки.

20.3.4 Давление при гидравлическом испытании должно контролироваться
двумя манометрами. Оба манометра выбираются одного типа, предела измерения,
одинаковых классов точности, цены деления. Класс точности манометров должен быть
от 0,4 до 1 по ГОСТ 2405 во всем диапазоне измерений.

20.3.5 Остаточное давление при испытаниях на вакуум должно
контролироваться вакуумметром с пределом допускаемой относительной погрешности
от $\pm 0,1$ до ± 1 по ГОСТ 27758 [22]. Документ является собственностью ПАО
«Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен,

тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 61 20.3.6 Испытания должны проводить с использованием испытательного оборудования, аттестованном в порядке, установленном в ГОСТ Р 8.568, укомплектованном средствами защиты и приборами, имеющими эксплуатационную документацию.

20.3.1 20.3.6 (Измененная редакция. Изм. № 2).

20.4 Условия и порядок окончательного забракования 20.4.1 Если при испытаниях будет обнаружено несоответствие емкости или резервуара хотя бы по одному из проверяемых параметров, то они бракуются до выявления причин возникновения несоответствий и их устранения.

20.4.2 После устранения обнаруженных несоответствий емкость (резервуар) должна подвергаться повторным испытаниям по всем параметрам.

20.4.3 При положительных результатах повторных испытаний емкость (резервуар) считается принятой.

20.4.4 Если при повторных испытаниях вновь будет обнаружено несоответствие емкости (резервуара) хотя бы по одному из проверяемых параметров, то она подлежит окончательному бракованию.

20.4.5 В случае, если после проведения допустимых исправлений, в соответствии с пунктом 21.3.16 не был достигнут положительный результат, сборочные единицы и детали бракуются окончательно, как не подлежащие дальнейшему использованию.

21 Методы контроля

21.1 Общие требования 21.1.1 Проверка и контроль показателей емкости и резервуара должен осуществляться методами и средствами измерений, установленными программой и методикой испытаний, включенной в Реестр ОВП в установленном порядке и соответствующей требованиям настоящего документа. (Измененная редакция. Изм. № 2).

21.1.2 При изготовлении емкости (резервуара) должна быть обеспечена и документально подтверждена реализация всех требований настоящего документа в части применяемых материалов и их свойств, требований к сварным соединениям, геометрическим размерам и допускам узлов и деталей, требований к объему неразрушающего и разрушающего контроля отдельных деталей и узлов, приемо-сдаточных испытаний на предприятииизготовителе с участием представителей технического надзора. Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и

распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 62 21.2 Проверка габаритных и присоединительных размеров

21.2.1 Проверка габаритных и присоединительных размеров должна проводиться с помощью средств, обеспечивающих погрешность не более 30 % от установленного допуска.

21.2.2 Обязательному контролю подлежат следующие параметры емкостей и резервуаров: внутренний объем емкости (резервуара); - общая длина емкости (резервуара); - внутренний диаметр емкости (резервуара); - внутренний и наружный диаметры патрубков; длина патрубков, предназначенных для сварного соединения с трубопроводами; расстояние от оси резервуара до опоры (для исполнения резервуара на опорах); расстояние от образующей наружной поверхности обечайки корпуса емкости (резервуара) до привалочной поверхности люков и патрубков (вылет люков и патрубков).

21.2.3 Проверка габаритных и присоединительных размеров должна проводиться после проведения гидравлических испытаний на прочность, и окончательной обработки патрубков.

21.2.4 Внутренний диаметр емкости (резервуара) $D_{вн}$, мм, должен определяться замером длины окружности наружной поверхности обечайки и вычислением по формуле: , (21.1) где L – длина окружности наружной поверхности обечайки, мм; S – номинальная толщина стенки обечайки, мм.

21.2.5 Внутренний объем емкости (резервуара) должен вычисляться по следующей методике: - измеряется длина цилиндрической части обечайки между кольцевыми швами приварки конических днищ L_1 , мм; - измеряется высота конического днища без учета толщины плоской заглушки (высота до внутренней поверхности плоской заглушки) h , мм; - измеряется диаметр плоской заглушки днища d , мм. Объем внутренней полости емкости (резервуара) V , м³, без учета внутренних устройств, люков и патрубков вычисляется по формуле: . (21.2) 21.3 Проверка качества сварных соединений 21.3.1 Контроль качества сварных соединений емкостей и резервуаров, а также механически обработанных под сварку элементов емкости и резервуара (сборочные детали, 2S □ π = DBH □ □ 1 2 9 2 2 9 10 4 10 6 D π d D d D h π ВН ВН ВН □ □ □ □ □ □ □ □ □ □ Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 63 патрубки), должен проводиться в соответствии с требованиями настоящего документа и ГОСТ 34347. (Измененная редакция. Изм. № 2).

21.3.2 Окончательный контроль качества сварных соединений должен проводиться после проведения над ними всех технологических операций.

21.3.3 При операционном контроле кромки подготовленных под сварку элементов должны проверяться визуальным осмотром для выявления дефектов металла. Не допускаются расслоения, закаты, трещины.

21.3.4 Кромки элементов емкостей (резервуаров) и прилегающие к кромкам зоны шириной не менее 50 мм в объеме 100 %, независимо от толщины, дополнительно должны контролироваться ультразвуковым методом для выявления трещин, расслоений и т.п.

21.3.5 Оценка качества сварных соединений емкостей и резервуаров должна проводиться с использованием следующих методов контроля: - визуальный контроль и измерения; - механические испытания; - радиографический и ультразвуковой контроль; - цветная и магнитопорошковая дефектоскопия.

21.3.6 Визуальный и измерительный контроль должны предшествовать контролю другими методами. Визуальный и измерительный контроль должны проводиться в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил [23]. (Измененная редакция. Изм. № 2).

21.3.7 Визуальный контроль и измерения сварных соединений необходимо проводить после очистки от шлака, брызг и других загрязнений сварных соединений и прилегающих участков основного металла шириной не менее 50 мм в обе стороны от соединения.

21.3.8 Визуальный контроль и измерение при возможности доступа должны проводиться с двухсторон по всей протяженности сварного соединения.

21.3.9 Визуальному контролю и измерению подлежат все сварные соединения для выявления наружных недопустимых дефектов. В сварных соединениях не допускаются следующие наружные дефекты: - трещины всех видов и направлений; - свищи и пористость наружной поверхности шва; - подрезы; - наплавы, прожоги и незаплавленные кратеры; - смещение и совместный увод кромок свариваемых элементов свыше предусмотренных в ГОСТ 34347; (Измененная редакция. Изм. № 2). Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 64 - поверхность шва не должна иметь грубую чешуйчатость (превышение гребня над впадиной не должно быть более 1 мм).

21.3.10 Механическим испытаниям должны подвергаться стыковые сварные соединения, определяющие прочность сосуда, в целях проверки соответствия их

механических свойств, требованиям подраздела 7.13 настоящего документа. Испытания необходимо проводить не менее, чем на трех контрольных стыковых сварных соединениях.

21.3.11 К стыковым соединениям, определяющим прочность сосуда, следует относить продольные швы обечаек и патрубков, хордовые и меридиональные швы выпуклых днищ.

21.3.12 Для выявления внутренних дефектов все сварные соединения безнапорных емкостей подземного расположения должны подлежать контролю радиографическим методом в объеме 100 % от длины каждого шва. Сварные соединения безнапорных емкостей надземного расположения должны подлежать контролю радиографическим методом в объеме 100 % от длины каждого шва в нижней части емкости и в объеме не менее 50% от длины каждого шва в верхней части емкости. (Измененная редакция. Изм. № 2).

21.3.13 В сварных соединениях не допускаются следующие внутренние дефекты: - трещины всех видов и направлений; - свищи; - непровары (несплавления), расположенные в сечении сварного соединения; - поры, шлаковые, вольфрамовые и окисные включения, выявленные радиографическим методом, выходящие за пределы норм, приведенных в таблице 21.1, или выявленные ультразвуковым методом. Таблица 21.1 – Максимальные допустимые размеры пор и включений В миллиметрах

Толщина свариваемых элементов	Поры или включения	Суммарная длина	Ширина (диаметр)	Длина
1	2	3	4	До 3
0,3	0,6	3,0	Свыше 3	до 5
0,4	0,8	4,0	Свыше 5	до 8
0,5	1,0	5,0	Свыше 8	до 11
0,6	1,2	6,0	Свыше 11	до 14
0,8	1,5	8,0	Свыше 14	до 20
1,0	2,0	10,0	Свыше 20	до 26
1,2	2,5	12,0	Свыше 26	до 34
1,5	3,0	15,0	Документ является	
собственностью	ПАО «Транснефть».	Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть»	ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования	ОТТ-23.020.01-КТН-216-10

65 Продолжение таблицы 21.1

Толщина свариваемых элементов	Поры или включения	Суммарная длина	Ширина (диаметр)	Длина
1	2	3	4	Свыше 34
до 45	2,0	4,0	20,0	Свыше 45
до 67	2,5	5,0	25,0	Свыше 67
до 90	3,0	6,0	30,0	Свыше 90
до 120	4,0	8,0	40,0	Свыше 120
до 200	5,0	10,0	50,0	

21.3.14 Поры и включения с расстояниями между ними не более трех максимальных ширин или диаметров не допускаются.

21.3.15 Цветной или магнитопорошковой дефектоскопии должны подвергаться сварные соединения, недоступные для осуществления контроля радиографическим или ультразвуковым методом. Необходимый объем контроля должен определяться в ТД на изделие.

21.3.16 Количество допустимых исправлений одного и того же дефекта деталей, требующих проведения сварочных работ либо повторной термообработки не более

двух.

21.3.17 Количество исправлений дефектов, не требующих проведения сварочных работ и термообработки, не нормируется.

21.3.18 Результаты исправлений дефектов (вид дефекта, расположение, размеры, метод исправления и т.д.) должны фиксироваться в отчетной документации (протокол) и прикладываться к паспорту емкости (резервуара).

21.4 Проверка прочности 21.4.1 Проверка на прочность емкости (резервуара) и подогревателя должна проверяться путем проведения гидравлического испытания и испытания на вакуум. Гидравлические испытания и испытания на вакуум должны проводиться до нанесения защитного антикоррозионного покрытия.

21.4.2 Испытания на вакуум должны проводиться до проведения испытания на прочность и герметичность.

21.4.3 В ходе испытаний на вакуум следует подсоединить емкость (резервуар) к вакуумному стенду и заглушить все остальные штуцеры и патрубки. Создать в емкости (резервуаре) вакуум 0,0015 МПа. Значение вакуума следует контролировать по показаниям вакуумметра. После достижения необходимого значения вакуума, емкость (резервуар) необходимо отключить от вакуумного стенда запорной арматурой и выдержать. Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 66 выдержки емкости (резервуара) под вакуумом должно быть не менее 20 минут. По вакуумметру, установленному на емкости (резервуаре), контролируется повышение давления.

21.4.4 После испытания емкости (резервуара) на вакуум должны проводиться гидравлические испытания подогревателей и корпуса емкости (резервуара). Допускается проводить испытания на вакуум методом слива воды из заглушенной емкости (резервуара). В этом случае гидравлические испытания предшествуют испытаниям на вакуум.

21.4.5 Для гидравлического испытания емкости (резервуара) и подогревателя должна применяться вода температурой не ниже плюс 5 °С и не выше плюс 40 °С. Разность температур стенки емкости (резервуара) и окружающего воздуха во время испытаний не должна вызывать конденсации влаги на поверхности стенок емкости (резервуара).

21.4.6 При проведении гидравлического испытания емкости (резервуара) с подогревателями испытания подогревателей и емкости (резервуара) должны проводиться отдельно. Сначала должны проводиться испытания подогревателей, а

потом емкости (резервуара).

21.4.7 При заполнении емкости (резервуара) и подогревателя водой должен быть полностью удален воздух из внутренней полости. Давление в испытываемой емкости (резервуаре) или подогревателе должно повышаться плавно. Скорость подъема давления должна быть указана в ТД и не должна превышать 0,5 МПа в минуту.

21.4.8 Величина пробного давления $R_{пр}$ при гидравлическом испытании подогревателя на прочность должна приниматься равной 1,0 МПа. Время выдержки подогревателя под пробным давлением должно быть не менее 10 минут.

21.4.9 После выдержки под пробным давлением, давление необходимо снизить до номинального P_N 0,5 МПа и провести испытания подогревателя на герметичность. Время выдержки при испытании на герметичность должно быть достаточным для осмотра наружной поверхности подогревателя, всех разъемных и сварных соединений. (Измененная редакция. Изм. № 2).

21.4.10 Подогреватель должен считаться выдержавшим гидравлическое испытание, если не обнаружено: - течи, трещин, слезок, потения в сварных соединениях и на основном металле; - течи в разъемных соединениях; - остаточные деформации; - падения давления по манометру.

21.4.11 Величина пробного давления $R_{пр}$ при гидравлическом испытании емкости (резервуара) на прочность должна приниматься равной 0,1 МПа. Время выдержки емкости (резервуара) под пробным давлением должно быть не менее 10 минут. Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 67 21.4.12 После выдержки под пробным давлением, давление необходимо снизить до номинального P_N 0,07 МПа и провести испытания емкости (резервуара) на герметичность. Время выдержки при испытании на герметичность должно быть достаточным для осмотра наружной поверхности емкости (резервуара), всех разъемных и сварных соединений. (Измененная редакция. Изм. № 2).

21.4.13 Емкость (резервуар) должна считаться выдержавшей гидравлическое испытание и испытание на вакуум, если не обнаружено: - течи, трещин, слезок, потения в сварных соединениях и на основном металле; - течи в разъемных соединениях; - остаточные деформации; - повышение давления по вакуумметру; - падения давления по манометру.

21.5 Проверка качества поверхности 21.5.1 Проверка качества поверхности деталей, сборочных единиц и элементов емкости (резервуара) должна проводиться с помощью визуального контроля и измерений.

21.5.2 Проверку качества поверхности механически обработанных поверхностей необходимо проводить путем сравнения с образцами шероховатости.

21.5.3 Проверку резьбы проводят при визуальном и измерительном контроле. Резьбы на деталях должны быть чистыми, без заусенцев, забоин и разрывов ниток. 21.5.3, 21.5.4 (Измененная редакция. Изм. № 2).

21.6 Проверка качества антикоррозионного покрытия 21.6.1 Антикоррозионное покрытие должно наноситься в заводских условиях после контроля сварных соединений и проведения гидравлических испытаний емкости (резервуара).

21.6.2 Проверку качества подготовки поверхности и отвержденного наружного АКП емкости/резервуара проводят в соответствии с требованиями, приведенными в разделе 8. (Измененная редакция. Изм. № 2).

21.7 Проверка комплектности емкости и резервуара, комплектности и содержания сопроводительной документации Проверка комплектности емкости и резервуара, комплектности и содержания сопроводительной документации должна осуществляться визуально на соответствие требованиям настоящего документа. Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 68 21.8 Проверка маркировки, консервации и упаковки Проверка маркировки, консервации и упаковки емкости (резервуара) должна осуществляться с помощью визуального контроля и измерений на соответствие требованиям настоящего документа. Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 69

А (обязательное) Форма акта приемо-сдаточных испытаний емкости (резервуара)

А (обязательное) Форма акта приемо-сдаточных испытаний емкости (резервуара) УТВЕРЖДАЮ Главный инженер ОАО (завода-изготовителя) «___»20__г. город 20__г. (дата составления акта) Акт приемо-сдаточных испытаний (наименование емкости или резервуара) (DN, PN, климатическое исполнение, заводской номер) Мы, нижеподписавшиеся (должность, Ф.И.О.) 1 2 3 Составили настоящий Акт в том, что « » 20 г. произведены приемосдаточные испытания (наименование емкости или резервуара) Параметры проверки зав. № (наименование емкости или резервуара) 1 Визуальный контроль: - комплектность (по паспорту на емкость или резервуар) наличие заглушек, обеспечивающих защиту кромок патрубков

наличие комплекта документации в соответствии с требованиями ОТТ наличие результатов неразрушающего контроля корпуса и сварных соединений в соответствии с требованиями ОТТ маркировка отсутствие на корпусе и уплотнительных поверхностях фланцев вмятин, задиров, механических повреждений, коррозии качество поверхности под нанесение защитного антикоррозионного покрытия состояние сварных швов состояние уплотнительных поверхностей фланцев упаковка 2 Измерительный контроль: - внутренний объем общая длина Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 70 - внутренний диаметр диаметры патрубков длина патрубков расстояние от оси емкости до опоры вылет люков и патрубков 3 Гидравлические испытания и испытания на вакуум

3.1 Испытание емкости на вакуум: - величина вакуума (остаточное давление), кПа время выдержки, мин результаты испытаний на вакуум

3.2 Испытание на прочность подогревателя: - испытательная среда величина пробного давления $R_{пр}$, МПа время выдержки, мин результаты испытаний на прочность

3.3 Испытание на плотность подогревателя: - испытательная среда величина испытательного давления на плотность, МПа время выдержки, мин результаты испытаний на плотность

3.4 Испытание на прочность емкости (резервуара): - испытательная среда величина пробного давления $R_{пр}$ (1,5 P_N), МПа время выдержки, мин результаты испытаний на прочность

3.5 Испытание на плотность емкости (резервуара): - испытательная среда величина испытательного давления на плотность, МПа время выдержки, мин результаты испытаний на плотность 4 Результаты контроля антикоррозионного покрытия емкости (резервуара) - соответствие требованиям ОТТ-25.220.01-КТН-113-14 соответствие требованиям ОТТ- 25.220.01- КТН-097-16 соответствие требованиям ОТТ- 25.220.01- КТН-187-13 Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 71 Заключение: зав. № (наименование емкости или резервуара) соответствует требованиям ТУ , эксплуатационной документации и признан(а) (годной, негодной) Подписи: 1 () (должность) (подпись) Ф.И.О. 2 () (должность) (подпись) Ф.И.О. 3 () (должность) (подпись) Ф.И.О.

А-2 (Измененная редакция. Изм. № 2) Документ является собственностью ПАО «Транснефть».

А-2 Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть» ПАО «Транснефть» Емкости и резервуары горизонтальные. Общие технические требования ОТТ-23.020.01-КТН-216-10 72

БИБ Библиография

БИБ [1] MSK-64 Шкала сейсмической интенсивности MSK-1964 [2] – [11] (Исключены. Изм. № 1). [12] АТК 24.218.07-90 Устройства теплообменные наружные и внутренние сосудов и аппаратов. Конструкция, размеры и общие технические требования [13] – [18] (Исключены. Изм. № 1). [19] Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (утверждены приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534) (Измененная редакция. Изм. № 2). [20] ТР ТС 010/2011 Технический регламент Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» [21] Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [22] ГОСТ 27758-88 Вакуумметры. Общие технические требования [23] Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением» (утв. приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 536) [21] – [23] (Введены дополнительно. Изм. № 2) Документ является собственностью ПАО «Транснефть». Документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ПАО «Транснефть»

Перенабор Справочника проектировщика Стиллар. Не является сканом Стандартиформа.