Зарегистрировано в Минюсте России 30 ноября 2016 г. N 44503

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ И АТОМНОМУ НАДЗОРУ

ПРИКАЗ
от 7 ноября 2016 г. N 461

ОБ УТВЕРЖДЕНИИ ФЕДЕРАЛЬНЫХ НОРМ И ПРАВИЛ В ОБЛАСТИ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ "ПРАВИЛА ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ СКЛАДОВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ"

В соответствии с подпунктом 5.2.2.16(1) Положения о Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июля 2004 г. N 401 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, N 32, ст. 3348; 2006, N 5, ст. 544; N 23, ст. 2527; N 52, ст. 5587; 2008, N 22, ст. 2581; N 46, ст. 5337; 2009, N 6, ст. 738; N 33, ст. 4081; N 49, ст. 5976; 2010, N 9, ст. 960; N 26, ст. 3350; N 38, ст. 4835; 2011, N 6, ст. 888; N 14, ст. 1935; N 41, ст. 5750; N 50, ст. 7385; 2012, N 29, ст. 4123; N 42, ст. 5726; 2013, N 12, ст. 1343; N 45, ст. 5822; 2014, N 2, ст. 108; N 35, ст. 4773; 2015, N 2, ст. 491; N 4, ст. 661; 2016, N 28, ст. 4741), приказываю:

1. Утвердить прилагаемые к настоящему приказу федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности складов нефти и нефтепродуктов".

2. Настоящий приказ вступает в силу по истечении шести месяцев после его официального опубликования.

Руководитель
А.В.АЛЕШИН

Утверждены
приказом Федеральной службы
по экологическому, технологическому
и атомному надзору
от 7 ноября 2016 г. N 461

ФЕДЕРАЛЬНЫЕ НОРМЫ И ПРАВИЛА В ОБЛАСТИ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ "ПРАВИЛА ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ СКЛАДОВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ"

I. Общие положения

1.1. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности складов нефти и нефтепродуктов" (далее - Правила) разработаны в соответствии с:

Федеральным законом от 21 июля 1997 г. N 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" (Собрание законодательства Российской Федерации, 1997, N 30, ст. 3588; 2000, N 33, ст. 3348; 2003, N 2, ст. 167; 2004, N 35, ст. 3607; 2005, N 19, ст. 1752; 2006, N 52, ст. 5498; 2009, N 1, ст. 17, 21; N 52, ст. 6450; 2010, N 30, ст. 4002; N 31, ст. 4195, 4196; 2011, N 27, ст. 3880; N 30, ст. 4590, 4591, 4596; N 49, ст. 7015, 7025; 2012, N 26, ст. 3446; 2013, N 9, ст. 874; N 27, ст. 3478; 2015, N 1, ст. 67; N 29, ст. 4359; 2016, N 23, ст. 3294);

Федеральным законом от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" (Собрание законодательства Российской Федерации, 2008, N 30, ст. 3579; 2012, N 29, ст. 3997; 2013, N 27, ст. 3477; 2014, N 26, ст. 3366; 2015, N 29, ст. 4360; 2016, N 27, ст. 4234);

Положением о Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июля 2004 г. N 401 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, N 32, ст. 3348; 2006, N 5, ст. 544; N 23, ст. 2527; N 52, ст. 5587; 2008, N 22, ст. 2581; N 46, ст. 5337; 2009, N 6, ст. 738; N 33, ст. 4081; N 49, ст. 5976; 2010, N 9, ст. 960; N 26, ст. 3350; N 38, ст. 4835; 2011, N 6, ст. 888; N 14, ст. 1935; N 41, ст. 5750; N 50, ст. 7385; 2012, N 29, ст. 4123; N 42, ст. 5726; 2013, N 12, ст. 1343; N 45, ст. 5822; 2014, N 2, ст. 108; N 35, ст. 4773; 2015, N 2, ст. 491; N 4, ст. 661; 2016, N 28, ст. 4741).

В Правилах использованы обозначения единиц величин в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 31 октября 2009 г. N 879 "Об утверждении Положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации" (Собрание законодательства Российской Федерации, 2009, N 45, ст. 5352; 2015, N 34, ст. 4905).

1.2. Правила распространяются на опасные производственные объекты складов нефти и нефтепродуктов.

Опасные производственные объекты складов нефти и нефтепродуктов включают в себя комплекс зданий, резервуаров и других сооружений, предназначенных для приема, хранения и выдачи нефти и нефтепродуктов. К опасным производственным объектам складов нефти и нефтепродуктов относятся нефтебазы, резервуарные парки и наливные станции магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, товарно-сырьевые парки центральных пунктов сбора нефтяных месторождений, нефтеперерабатывающих производств, а также склады нефтепродуктов, входящие в состав промышленных предприятий и организаций.

1.3. Правила не распространяются на опасные производственные объекты хранения нефтепродуктов, имеющих упругость паров выше 93,3 кПа (сжиженные углеводородные газы, сжиженный природный газ, широкая фракция легких углеводородов).

II. Требования к обеспечению безопасной эксплуатации опасных производственных объектов складов нефти и нефтепродуктов

2.1. Линейные отводы от магистральных нефтепродуктопроводов

2.1.1. Прием (отпуск) нефтепродуктов по отводящим распределительным трубопроводам (отводам) магистральных нефтепродуктопроводов должен осуществляться с соблюдением требований, установленных нормативными правовыми актами к организации и порядку сдачи нефтепродуктов по отводам магистральных нефтепродуктопроводов.

2.1.2. Отводы (узлы приема) должны соответствовать техническим регламентам, сводам правил и норм технологического проектирования магистральных нефтепродуктопроводов, государственным стандартам.

2.1.3. Класс герметичности запорной арматуры (задвижек) на нулевом километре отвода (начальная точка отвода), концевых задвижек отвода, технологических задвижек у резервуаров потребителей устанавливается в проектной документации.

2.1.4. Узел подключения концевых задвижек отводов к технологическим трубопроводам потребителя должен быть огражден и обустроен:

двумя стальными отсекающими задвижками на отводе;

камерой отбора проб с пробоотборником;

системой канализации с емкостью для слива отбираемых проб;

манометрами, приборами учета и контроля качества нефтепродуктов.

2.1.5. Во избежание гидроударов задвижки на отводе необходимо открывать в следующей последовательности: сначала открываются концевые задвижки отвода, после получения информации об открытии концевых задвижек - открываются задвижки на нулевом километре отвода.

2.1.6. За состоянием отвода магистрального нефтепродуктопровода должен осуществляться периодический контроль. Периодичность и методы патрулирования трассы линейных отводов следует устанавливать с учетом условий эксплуатации, технического состояния трубопровода, особенностей участка прокладки трубопровода, природных факторов, влияющих на безопасность эксплуатации трубопровода. Результаты осмотра следует вносить в журнал обхода трассы отвода.

2.1.7. Действия персонала при авариях должны соответствовать плану мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий (далее - ПМЛА), разработанному в соответствии с порядком, установленным Положением о разработке планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 26 августа 2013 г. N 730 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2013, N 35, ст. 4516), а также плану по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов (далее - ПЛРН), разработанному в соответствии с Правилами организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 15 апреля 2002 г. N 240 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2002, N 16, ст. 1569; 2014, N 47, ст. 6548), и Основными требованиями к разработке планов по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 21 августа 2000 г. N 613 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2000, N 35, ст. 3582; 2002, N 16, ст. 1569; 2014, N 47, ст. 6548).

2.2. Железнодорожные сливоналивные эстакады

2.2.1. Проектирование, монтаж, эксплуатация и ремонт сливоналивных эстакад должны проводиться в соответствии с требованиями нормативных правовых актов в области промышленной безопасности, нормативных технических документов, устанавливающих требования к проектированию железнодорожных сливоналивных эстакад легковоспламеняющихся (далее - ЛВЖ) и горючих жидкостей (далее - ГЖ), к проектированию автоматизированных установок тактового налива светлых нефтепродуктов в железнодорожные цистерны.

2.2.2. Прием и отгрузка нефти и нефтепродуктов в железнодорожные цистерны должны осуществляться через специально оборудованные сливоналивные устройства, обеспечивающие безопасное проведение сливоналивных операций.

2.2.3. Сливоналивные эстакады должны быть оборудованы исправными откидными мостиками для переходов на цистерну. Откидные мостики в местах соприкосновения с металлической поверхностью цистерны должны иметь прокладки из неискрящего материала и быть устойчивыми к разрушению парами нефтепродуктов.

2.2.4. Торможение цистерн башмаками, изготовленными из материала, дающего искрение, на участках слива-налива не допускается.

2.2.5. Налив нефтепродуктов в железнодорожные цистерны должен осуществляться по бесшланговой системе шарнирно сочлененных или телескопических устройств, оборудованных автоматическими ограничителями налива. При наливе светлых нефтепродуктов следует предусматривать герметизацию налива с отводом паров в газосборную систему и (или) на установки регенерации и улавливания паров.

Технические решения по герметизации налива обосновываются в проектной документации.

2.2.6. Налив светлых нефтепродуктов, производимый через одно и то же наливное устройство, должен осуществляться с обеспечением мер, исключающих смешение продуктов.

Для авиационных топлив при их отпуске потребителю следует предусматривать отдельные наливные устройства.

Сливоналивные железнодорожные эстакады для нефтепродуктов (за исключением мазута, гудрона, битума и других подобных высоковязких нефтепродуктов) должны быть оборудованы устройствами нижнего герметизированного слива. Допускается слив светлых нефтепродуктов через герметичные верхние сливные устройства.

Слив авиационных топлив должен производиться через нижние сливные устройства в отдельные резервуары для последующего отстаивания и удаления из них свободной (подтоварной) воды.

2.2.7. Система трубопроводов должна быть выполнена таким образом, чтобы обеспечить полное освобождение трубопроводов после запорной арматуры от остатков наливаемого или сливаемого продукта.

Коллекторы и продуктопроводы должны быть снабжены дренажными устройствами со сбросом дренируемого продукта в закрытую герметичную систему сбора и утилизации или в специальное техническое устройство, обеспечивающее герметичный прием дренируемого продукта.

2.2.8. Для выполнения операций по аварийному освобождению неисправных цистерн от нефтепродуктов должны быть предусмотрены специально оборудованные места.

2.2.9. Для сбора и отвода загрязненных нефтепродуктами атмосферных осадков, а также для смыва пролитых нефтепродуктов зона слива и налива должна иметь твердое бетонное покрытие, оборудованное устройствами отвода в дренажную систему. Рельсы в этой зоне должны прокладываться на железобетонных шпалах. Твердое покрытие должно быть водонепроницаемым, ограждаться по периметру бортиком высотой не менее 0,2 м и иметь уклоны не менее 2% для стока жидкости к приемным устройствам (лоткам, колодцам, приямкам).

2.2.10. Загрязненный продукт из дренажной емкости должен быть направлен в емкости-резервуары для отделения воды от нефтепродуктов или в емкости-резервуары для отработанных нефтепродуктов.

2.2.11. На сливоналивных эстакадах должны быть предусмотрены быстродействующие отключающие системы (автоматические устройства). Налив должен автоматически прекращаться при:

выдаче заданной нормы;

достижении предельного уровня заполнения железнодорожной цистерны;

нарушении целостности цепи заземления железнодорожной цистерны.

2.2.12. На трубопроводах, по которым поступают на эстакаду ЛВЖ и ГЖ, должны быть установлены запорные устройства для отключения этих трубопроводов при возникновении аварии на эстакаде. Управление указанными устройствами должно осуществляться по месту и (или) дистанционно (с безопасного расстояния) и обосновываться в проектной документации.

2.2.13. Максимальная безопасная скорость налива нефти и нефтепродуктов должна приниматься с учетом свойств наливаемого продукта, диаметра трубопровода наливного устройства, материала трубопровода и обосновываться в проектной документации.

2.2.14. Ограничение максимальной скорости налива нефти и нефтепродуктов до безопасных пределов должно обеспечиваться регулированием расхода посредством запорно-регулирующей арматуры на линии подачи нефти или нефтепродукта к железнодорожной эстакаде, или перепуском части продукта во всасывающий трубопровод насоса, или установкой частотно-регулируемого электропривода насоса. Автоматическое регулирование расхода продукта должно производиться при ограничении максимального давления в напорном трубопроводе подачи продукта на наливную железнодорожную эстакаду.

2.2.15. Для исключения образования взрывоопасных смесей в системах трубопроводов и коллекторов слива и налива нефтепродуктов при проведении ремонтных работ в проектной

документации следует предусматривать подвод к ним инертного газа или пара с использованием специально предназначенного оборудования и (или) стационарных линий. Данное требование не распространяется на склады авиатоплив.

2.2.16. Сливные лотки приемно-сливной эстакады для мазутов, гудронов и битумов (далее - ПСЭ) должны выполняться из несгораемых материалов, перекрываться металлическими решетками, съемными крышками и оборудоваться средствами подогрева слитого топлива.

Для вновь проектируемых эстакад слива вязких нефтепродуктов (мазутов, гудронов и битумов) следует предусматривать закрытые системы слива.

2.2.17. Приемные емкости ПСЭ складов мазута должны быть оборудованы средствами измерения температуры и уровня, сигнализаторами предельных значений уровня, вентиляционными патрубками, средствами подогрева слитого мазута, перекачивающими насосами и ручной кран-балкой. Приемные емкости должны иметь защиту от перелива.

2.2.18. Разогрев застывающих и высоковязких нефтепродуктов в железнодорожных цистернах, сливоналивных устройствах должен производиться паром, нефтепродуктом, нагретым циркуляционным способом или электроподогревом не выше 90 °С.

При использовании электроподогрева электроподогреватели должны иметь взрывозащищенное исполнение.

Для разогрева авиационных масел следует применять насыщенный водяной пар, подаваемый в циркуляционную систему, или переносные пароперегреватели.

2.2.19. При проведении сливоналивных операций с нефтепродуктами, температура вспышки паров которых ниже 61 °С, применение электроподогрева не допускается.

2.2.20. При использовании переносных подогревателей непосредственный контакт теплоносителя с нефтепродуктом не допускается.

2.2.21. При использовании переносных пароподогревателей давление пара в подогревателе должно соответствовать показателям, установленным в технической документации (паспорте) пароподогревателя.

2.2.22. Разогрев нефтепродуктов в железнодорожных цистернах переносными электрическими подогревателями должен производиться только в сочетании с циркуляционным нагревом в выносном подогревателе (теплообменнике).

2.2.23. При использовании переносных электрических подогревателей последние должны быть оснащены блокировочными устройствами, отключающими их при снижении уровня жидкости над нагревательным устройством ниже 500 мм.

2.2.24. Переносные паровые змеевики и переносные электрические подогреватели должны включаться в работу только после их погружения в нефтепродукт на глубину не менее 500 мм от уровня верхней кромки подогревателя. Прекращение подачи пара и отключение электроэнергии должны производиться до начала слива.

2.2.25. Устройство установки нижнего слива (налива) нефти и нефтепродуктов должно соответствовать технической документации организации-изготовителя на установки нижнего слива (налива) нефти и нефтепродуктов для железнодорожных вагонов-цистерн.

2.2.26. Налив нефти и светлых нефтепродуктов свободно падающей струей не допускается. Наливное устройство должно быть такой длины, чтобы расстояние от начала струи истечения до нижней образующей внутри цистерны не превышало 200 мм.

2.2.27. На сливоналивных железнодорожных эстакадах, предназначенных для слива-налива нефти и светлых нефтепродуктов, должны быть установлены датчики загазованности согласно требованиям нормативных правовых актов в области промышленной безопасности.

Слив и налив должен автоматически прекращаться при достижении загазованности воздушной среды выше 50% объемных от нижнего концентрационного предела распространения пламени (далее - НКПРП).

Установка датчиков загазованности обосновывается в проектной документации в соответствии с техническими характеристиками приборов, указанных в паспортах организации-изготовителя.

2.2.28. Для вновь проектируемых складов нефти и нефтепродуктов налив светлых нефтепродуктов в железнодорожные цистерны следует предусматривать с применением систем автоматизации.

2.2.29. Сливоналивные эстакады для нефти и нефтепродуктов должны быть защищены от прямых ударов молнии.

В целях отвода прямого удара молнии от железнодорожной эстакады и минимизации вторичных ее проявлений в зоне налива защита от прямых ударов молнии должна осуществляться отдельно стоящими молниеприемниками (стержневыми или тросовыми).

2.2.30. Для предупреждения возможности накопления зарядов статического электричества и возникновения опасных разрядов при выполнении технологических сливоналивных операций с нефтепродуктами должно быть предусмотрено заземление цистерн, трубопроводов, наливных устройств, а также ограничение скорости налива в начальной и конечной стадиях налива.

2.3. Автомобильные сливоналивные станции

2.3.1. Автомобильные сливоналивные станции должны отвечать требованиям промышленной безопасности, нормам проектирования автоматизированных установок налива светлых нефтепродуктов в автомобильные цистерны, государственным стандартам.

2.3.2. Наливная станция или пункт налива должны включать помещения пункта управления, площадки налива автомобильных цистерн, на которых расположены посты налива и наливные устройства.

2.3.3. Посты налива должны быть оборудованы установками автоматизированного налива с управлением из пунктов управления, а также по месту.

2.3.4. При осуществлении операций налива ЛВЖ и ГЖ не допускается самопроизвольное движение сливоналивных устройств.

2.3.5. Для налива ЛВЖ с упругостью паров от 66,65 кПа сливоналивные устройства должны снабжаться устройствами отвода паров.

2.3.6. Налив нефтепродуктов в автомобильные цистерны должен осуществляться по бесшланговой системе шарнирно сочлененных или телескопических устройств, оборудованных автоматическими ограничителями налива. Допускается применение гибких шлангов для налива при обосновании в проектной документации. Расстояние от конца наливной трубы до нижней образующей цистерны не должно превышать 200 мм.

2.3.7. Наконечник наливной трубы должен быть изготовлен из материала, исключающего искрообразование при соударениях с цистерной. Конструкция наконечника должна исключать вертикальное падение и разбрызгивание струи продукта в начале операции налива.

2.3.8. В целях исключения перелива нефтепродукта через край горловины цистерны следует применять ограничители уровня налива, позволяющие автоматически прекращать налив при достижении заданного значения.

2.3.9. При окончании налива должны быть предусмотрены меры, обеспечивающие полное освобождение наливной трубы от продукта и исключающие возможность его пролива на цистерну.

2.3.10. Для сбора остатков продукта, стекающих с наливной трубы при извлечении ее из цистерны, должен быть предусмотрен каплесборник.

2.3.11. На сливоналивных устройствах, элементы которых соединены шарнирами с сальниковыми уплотнениями, изготовленными из неметаллических материалов, следует каждую смену визуально проверять целостность заземления, не допуская нарушения целостности единого контура, с регистрацией (записью) результатов осмотра в журнале приема-передачи смены. При обнаружении нарушения целостности единого контура заземления эксплуатация сливоналивных устройств не допускается.

2.3.12. Для нижнего налива авиационного керосина в автомобильные цистерны (топливозаправщик) следует применять соединительные шарнирно сочлененные трубы из алюминия, исключающие искрообразование при стыковке с фланцем автомобильной цистерны.

2.3.13. На пункте налива авиационных топлив следует предусматривать устройства для герметичного нижнего налива с автоматическим прекращением подачи топлива после достижения предельного уровня налива цистерны топливозаправщика.

В системе налива авиационных топлив должно быть предусмотрено аварийное дистанционное (ручное) отключение насоса. Кнопка аварийного отключения на пункте налива должна быть легкодоступна.

Верхний налив авиационных топлив не допускается.

2.3.14. На сливоналивных станциях и пунктах слива-налива нефти и светлых нефтепродуктов должны быть установлены сигнализаторы довзрывных концентраций согласно требованиям нормативных правовых актов в области промышленной безопасности.

2.3.15. При превышении концентрации паров нефтепродуктов на площадках сливоналивных станций и пунктов слива-налива более 20% объемных от НКПРП должны быть установлены блокировки по прекращению операций слива-налива и сигнализация, оповещающая о запрете запуска двигателей автомобилей.

2.3.16. Не допускается запуск двигателей автомобильных цистерн, находящихся на площадке, в случаях пролива нефтепродукта до полной уборки пролитого нефтепродукта.

2.3.17. Автомобильные наливные станции должны быть оборудованы специальными устройствами (светофорами, шлагбаумами или другими средствами, ограничивающими несогласованное движение транспорта) для предотвращения выезда заполненных нефтепродуктами автомобильных цистерн с опущенными в их горловины наливными устройствами.

2.3.18. Автомобильные цистерны, стоящие под сливом-наливом на автомобильных наливных станциях, пунктах, должны быть заземлены с наличием блокировки, исключающей возможность запуска насосов для перекачки нефтепродуктов при отсутствии замкнутой электрической цепи "заземляющее устройство - автомобильная цистерна".

2.3.19. Для исключения накопления зарядов статического электричества при выполнении сливоналивных операций с нефтепродуктами должно быть предусмотрено заземление цистерн, трубопроводов, наливных устройств, а также ограничение скорости налива в начальной и конечной стадиях налива.

2.3.20. Водителям автомобильных цистерн, выполняющим операции слива-налива нефтепродуктов, не допускается находиться в одежде, способной накапливать заряды статического электричества.

2.4. Сливоналивные причалы

2.4.1. Сливоналивные причалы для осуществления операций с нефтью и нефтепродуктами должны быть обустроены в соответствии с нормами технологического проектирования морских и речных портов и требованиями законодательства в области промышленной безопасности.

2.4.2. Сливоналивные причалы для осуществления операций с нефтью и нефтепродуктами должны быть оборудованы швартовными устройствами быстроотдающегося типа для срочного отхода танкера в аварийных случаях. Швартовное оборудование должно соответствовать размерам судов, швартующихся к причалам терминала.

2.4.3. Сливоналивные причалы для осуществления операций с нефтью и нефтепродуктами должны быть оборудованы отбойными устройствами, исключающими искрообразование и повреждение корпуса при соприкосновении с судном.

2.4.4. При погрузке судна для контроля за перекачкой нефти и нефтепродукта по трубопроводу у насосной станции и стендеров должны быть установлены приборы, контролирующие процесс перекачки. Показания приборов должны быть выведены в операторную.

Места установки приборов, их количество и параметры контроля процесса перекачки устанавливаются в проектной документации.

2.4.5. При несанкционированных отходах судна от причала должно срабатывать автоматическое устройство аварийного отсоединения стендера.

Стендеры должны иметь приводные муфты аварийного разъединения (далее - ПМАР), предназначенные для быстрого отсоединения грузового стендера в случае аварии или в том случае, когда он выйдет за пределы его рабочей зоны действия.

2.4.6. Для предотвращения пролива нефтепродуктов стендеры должны иметь систему аварийного разъединения (далее - САР), срабатывающую следующими способами:

автоматически, когда стендер достигает обусловленного граничного положения;

дистанционно с учетом нажатия кнопки на центральном пульте управления;

вручную посредством управления гидравлическими клапанами в случае прекращения подачи электроэнергии на терминал.

Клапаны САР, встроенные в верхнюю и нижнюю части ПМАР, должны быть гидравлически или механически сблокированы.

2.4.7. Стендеры должны иметь достаточную безопасную рабочую зону движения, чтобы неизбежное движение танкера у причала не вызывало чрезмерного напряжения в стендерах.

2.4.8. Стендеры подлежат периодической проверке по графику, утвержденному эксплуатирующей организацией.

2.4.9. Береговой трубопровод в районе причала должен быть оборудован системами сброса давления в уравнительные резервуары для снижения воздействия возможного гидравлического удара.

Для недопущения гидравлического удара следует предусматривать следующие меры:

регулирование линейной скорости потока, то есть интенсивности перекачки продукта, до величины, смягчающей воздействие гидравлического удара;

увеличение времени закрытия регулирующего клапана;

использование систем сброса давления в уравнительные резервуары для снижения воздействия возможного гидравлического удара.

2.4.10. Береговой трубопровод, по которому осуществляется загрузка или разгрузка танкера, должен иметь систему сброса давления в уравнительные резервуары с пропускной способностью, обеспечивающей предотвращение повышения давления выше расчетного берегового трубопровода.

2.4.11. При расположении береговых насосов более чем в 100 м от причала автоматические предохранительные клапаны должны быть установлены на причале, чтобы исключить возможное повышение давления потоком нефти или нефтепродукта.

2.4.12. На причале должна быть предусмотрена возможность аварийного отключения береговых грузовых насосов.

2.4.13. Трубопроводы на причале должны быть оборудованы аварийной арматурой для безопасного управления сливом или наливом при возможных авариях. Места установки аварийной арматуры (расстояние от шлангоприемников или стендеров) обосновываются в проектной документации.

2.4.14. На береговом трубопроводе, предназначенном для выгрузки из танкера нефти, нефтепродукта или балласта, должен быть установлен в районе шлангоприемников обратный клапан, закрывающийся при падении давления со стороны судна.

2.4.15. При наливе светлых нефтепродуктов в танкеры на береговом трубопроводе перед стендерами следует устанавливать нейтрализатор статического электричества.

Необходимость установки нейтрализатора статического электричества при перекачке темных нефтепродуктов определяется проектной документацией.

2.4.16. Выбор шлангов должен осуществляться в зависимости от физико-химических свойств перемещаемой среды, параметров давления и температуры и размера судового трубопровода для обеспечения безопасности грузовых операций и обосновываться в проектной документации. Срок службы шлангов устанавливает организация-изготовитель.

2.4.17. Лица, ответственные за проведение сливоналивных операций с нефтепродуктами, должны иметь сведения по каждому шлангу, включая следующие данные:

название нефтепродукта, для которого он предназначен;

дата изготовления;

значение величины разрывного давления;

значение величины рабочего давления;

срок, после которого шланг должен проходить испытание;

дата последнего испытания с указанием давления, при котором он испытывался.

2.4.18. Грузовые шланги, находящиеся в эксплуатации, подлежат:

визуальному контролю на наличие износа (повреждения);

испытанию давлением, значение которого составляет 1,5 номинального рабочего давления, для выявления утечки содержимого шланга или смещения его концевых соединительных устройств;

определению электрической проводимости.

2.4.19. Лица, ответственные за проведение сливоналивных операций на судне и на причале, должны быть обеспечены средствами двусторонней связи.

2.4.20. Во время грозы и сильного ветра (более 15 м/с) не допускается проведение сливоналивных операций с ЛВЖ.

2.4.21. При погрузке и выгрузке судна в стендере или грузовой шланговой линии в месте присоединения к манифольду судна следует использовать электроизолирующее фланцевое соединение или токонепроводящий шланг.

2.5. Резервуарные парки

2.5.1. Для вновь строящихся и реконструируемых опасных производственных объектов складов нефти и нефтепродуктов не допускается хранение нефти и нефтепродуктов в заглубленных и подземных резервуарах.

2.5.2. Класс опасности опасных производственных объектов складов нефти и нефтепродуктов определяется в зависимости от количества горючих жидкостей, находящихся в резервуарах, согласно проектной документации и в соответствии с таблицей 2 приложения 2 к Федеральному закону от 21 июля 1997 г. N 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов".

2.5.3. Выбор типа резервуара для хранения нефти и нефтепродуктов (резервуар со стационарной крышей без понтона (далее - РВС); резервуар со стационарной крышей с понтоном (далее - РВСП); резервуар с плавающей крышей (далее - РВСПК)) осуществляется в зависимости от физико-химических свойств и показателей взрывоопасности хранимых продуктов.

Для исключения образования взрывоопасной концентрации паров, а также для сокращения потерь нефти и нефтепродуктов РВС следует оборудовать техническими системами и средствами, предотвращающими образование взрывоопасных смесей и возможность взрыва внутри резервуара (газоуравнительные системы, системы улавливания и рекуперации паров, системы подачи инертных сред - создание азотной "подушки", применение общей газоуравнительной линии со сбросом газовой среды через гидрозатвор на свечу рассеивания в атмосферу).

Для продуктов с температурой вспышки свыше 55 °С и давлением насыщенных паров менее 26,6 кПа применяют РВС, газоуравнительные системы и системы улавливания и рекуперации паров.

Технические решения по применению систем и средств для предотвращения образования взрывоопасных смесей устанавливаются в проектной документации с учетом регламентированных режимов хранения, проведения операций приема и откачки продуктов хранения.

2.5.4. Для площадочных опасных производственных объектов магистрального трубопроводного транспорта для аварийного сброса следует применять резервуары,

оборудованные дыхательными и предохранительными клапанами без понтона, газоуравнительной системы и системы улавливания и рекуперации паров.

2.5.5. При оснащении резервуаров газоуравнительной системой следует предусматривать средства дистанционного отключения каждого резервуара от этой системы в случае его аварийного состояния в целях недопущения развития аварии по газоуравнительной системе.

При оснащении резервуарных парков газоуравнительной системой не допускается объединять ею резервуары с авиационными и автомобильными бензинами.

2.5.6. При применении стальных резервуаров с защитной стенкой (типа "стакан в стакане") должен быть обеспечен контроль утечек продукта в межстенное пространство по прямому (утечки) или косвенному (загазованность) параметру. При обнаружении нарушения герметичности основного резервуара он должен быть выведен из эксплуатации.

2.5.7. Стальные вертикальные резервуары в зависимости от их назначения должны быть оснащены:

приемо-раздаточными патрубками с запорной арматурой;

дыхательной и предохранительной арматурой с огнепреградителями;

устройствами для отбора проб и удаления подтоварной воды;

приборами контроля и сигнализации;

устройствами для подогрева высоковязких и застывающих нефтей и нефтепродуктов;

противопожарным оборудованием;

вентиляционными патрубками;

устройствами молниезащиты, заземления и защиты от статического электричества.

Полный комплект устанавливаемых на резервуаре устройств и оборудования и схема их расположения обосновываются в проектной документации.

2.5.8. Резервуары для авиационных топлив на топливо-заправочных комплексах должны быть оборудованы плавающими устройствами для верхнего забора топлива.

Не допускается хранить авиационные бензины и топливо для реактивных двигателей в РВСПК и (или) понтоном.

Резервуары не должны быть оборудованы газоуравнительной системой и системой улавливания и рекуперации паров.

2.5.9. Устанавливаемое на резервуарах для хранения нефти и нефтепродуктов оборудование, арматура и приборы контроля, сигнализации и защиты должны обеспечивать безопасную эксплуатацию резервуаров при:

наполнении, хранении и опорожнении;

зачистке и ремонте;

отстое и удалении подтоварной воды;

отборе проб;

замере уровня, температуры, давления.

2.5.10. Каждый резервуар, введенный в эксплуатацию, должен соответствовать проектной документации, иметь технический паспорт, в котором указан его порядковый номер согласно технологической схеме резервуарного парка, нанесенный также на корпус резервуара.

2.5.11. Производительность наполнения (опорожнения) резервуаров не должна превышать суммарной пропускной способности установленных на резервуаре дыхательных и предохранительных устройств.

2.5.12. Максимальная производительность наполнения (опорожнения) для РВСПК и (или) понтоном ограничивается допустимой скоростью движения понтона (плавающей крыши), которая не должна превышать для резервуаров емкостью до 30 000 м3 - 6 м/ч, для резервуаров емкостью свыше 30 000 м3 - 4 м/ч. При этом скорость понтона при сдвиге не должна превышать 2,5 м/ч.

2.5.13. Перепад между атмосферным давлением и давлением в резервуарах должен поддерживаться установленной дыхательной и предохранительной арматурой. Дыхательная

арматура должна выбираться в зависимости от типа резервуара и хранимого продукта.

2.5.14. При установке на резервуарах гидравлических клапанов последние должны быть заполнены трудноиспаряющейся, некристаллизующейся, неполимеризующейся и незамерзающей жидкостью.

2.5.15. Для обеспечения нормальной работы дыхательных клапанов в зимний период необходимо регулярно очищать их от инея в целях недопущения уменьшения их пропускной способности. Сроки между осмотрами устанавливаются в технической документации организации-изготовителя.

2.5.16. На резервуарах, оборудованных дыхательными клапанами, должны устанавливаться предохранительные клапаны. Дыхательные и предохранительные клапаны устанавливаются на самостоятельных патрубках.

2.5.17. Материал уплотнителей (затворов) понтонов и плавающих крыш должен выбираться с учетом совместимости с хранимым продуктом, газонепроницаемости, старения, прочности на истирание, температуры окружающей среды и обосновываться в проектной документации.

2.5.18. Трубопроводная обвязка резервуаров и насосов должна обеспечивать возможность перекачки продуктов из одного резервуара в другие в случае аварии. Для аварийного освобождения резервуары для хранения ЛВЖ и ГЖ оснащаются запорной арматурой. Применение запорной арматуры с дистанционным управлением устанавливается в проектной документации. Управление запорной арматурой с дистанционным управлением производится из операторной, а также из мест, доступных и безопасных для обслуживания в аварийных условиях. Время срабатывания арматуры устанавливается в проектной документации.

2.5.19. Свеча рассеивания для сброса паров нефти и нефтепродуктов должна обеспечивать условия рассеивания газа, исключающие образование взрывоопасных концентраций в зоне размещения технологического оборудования, зданий и сооружений. Место размещения и высота свечи рассеивания должны определяться в проектной документации.

2.5.20. Резервуары для нефти и нефтепродуктов должны быть оснащены контрольно-измерительными приборами в соответствии с проектной документацией.

2.5.21. Для удаления подтоварной воды из вертикальных цилиндрических резервуаров, предназначенных для хранения нефти и нефтепродуктов, должна быть предусмотрена система дренирования подтоварной воды.

При хранении нефтепродуктов в резервуарах не допускается наличие подтоварной воды выше минимального уровня, обеспечиваемого устройством для дренажа воды.

2.5.22. В целях предотвращения переполнения системы дренирования при автоматическом сбросе подтоварной воды должна быть выполнена блокировка, исключающая переполнение приемной емкости.

2.5.23. Для вновь строящихся и реконструируемых резервуаров со светлыми нефтепродуктами следует предусматривать стационарные пробоотборники, расположенные внизу.

Ручной отбор проб светлых нефтепродуктов через люк на крыше резервуара не допускается.

2.5.24. Для коммерческого учета и определения качества нефти и нефтепродуктов, хранящихся в резервуарах, допускается ручной отбор и замер их уровня. Операции по замеру уровня и отбору проб выполняются комиссионно в соответствии с инструкцией по учету и контролю качества нефтепродуктов, утвержденной эксплуатирующей организацией.

2.5.25. Контроль уровня нефтепродуктов в резервуарах должен осуществляться контрольно-измерительными приборами.

2.5.26. Резервуарные парки хранения светлых нефтепродуктов должны оснащаться средствами автоматического контроля и обнаружения утечек нефтепродуктов и (или) их паров в обваловании резервуаров. Все случаи обнаружения утечек в обваловании резервуаров нефтепродуктов и (или) их паров должны регистрироваться приборами с выводом показаний в помещение управления (операторной) и документироваться.

Технические решения, количество и порядок размещения приборов обнаружения в обваловании резервуаров нефтепродуктов и (или) их паров должны устанавливаться в проектной

документации в зависимости от вида хранящихся нефтепродуктов, условий их хранения, объема единичных емкостей резервуаров и порядка их размещения в составе склада.

2.5.27. На площадках резервуарных парков хранения светлых нефтепродуктов в районе запорно-регулирующей арматуры узла подключения склада (парка), расположенного за пределами обвалования, должны устанавливаться приборы обнаружения утечек нефтепродуктов и (или) их паров.

Количество приборов обнаружения нефтепродуктов и (или) их паров должно выбираться в зависимости от площади, занимаемой узлом, и устанавливаться в проектной документации в соответствии с техническими характеристиками приборов, указанных в паспортах организации-изготовителя.

2.5.28. При хранении высоковязких и застывающих нефтепродуктов должен быть предусмотрен их подогрев. Выбор вида теплоносителя и способа подогрева обосновывается в проектной документации в зависимости от вида хранимого или перекачиваемого продукта, его физико-химических свойств и показателей взрывопожароопасности, климатических условий, типа резервуаров для хранения.

2.5.29. Резервуары для мазута должны быть оборудованы устройствами подогрева мазута. При расположении внутри резервуара парового разогревающего устройства снаружи резервуара должны быть предусмотрены штуцеры для дренажа и воздушника с запорными устройствами для дренирования конденсата и отвода воздуха в период пуска.

2.5.30. Температура подогрева мазута в резервуарах должна быть ниже температуры вспышки его паров в закрытом тигле не менее чем на 15 °С и не превышать 90 °С. Температура подогреваемого в резервуаре нефтепродукта должна постоянно контролироваться с регистрацией показаний в помещении управления (операторной) и документироваться.

В резервуарах, оборудованных змеевиковыми подогревателями, не допускается подогрев мазута при уровне жидкости над подогревателями менее 500 мм.

2.5.31. Подогреватели должны быть изготовлены из стальных бесшовных труб.

2.5.32. При хранении в резервуарах нефти, мазута и других высоковязких нефтепродуктов для предотвращения накопления осадков должна быть предусмотрена система размыва.

2.5.33. Установка электрооборудования, не связанного с эксплуатацией резервуаров, и транзитная прокладка электрокабельных линий внутри обвалования резервуаров не допускаются.

2.5.34. Запорные устройства, установленные непосредственно у резервуара, должны дублироваться установкой запорных устройств на технологических трубопроводах вне обвалования.

Узлы задвижек вне обвалования должны обеспечивать необходимые технологические переключения, а также возможность надежного отключения каждого резервуара. Применение арматуры с дистанционным управлением (электро-, пневмо- или гидроприводной) определяется условиями технологического процесса перекачки с обоснованием в проектной документации.

Для вновь проектируемых резервуаров управление приводами запорной арматуры должно быть дистанционным из операторной и по месту ее установки.

2.5.35. Общее освещение резервуарных парков должно осуществляться прожекторами. Прожекторные мачты устанавливаются на расстоянии не менее 10 м от резервуаров, но во всех случаях вне обвалования или ограждающих стен.

2.5.36. Нефтепродукты должны подаваться в резервуар без разбрызгивания, распыления или бурного перемешивания для обеспечения электростатической безопасности (за исключением случаев, когда технологией предусмотрено перемешивание и обеспечены специальные меры электростатической безопасности).

При заполнении порожнего резервуара нефть (нефтепродукты) должна подаваться со скоростью не более 1 м/с до момента заполнения приемного патрубка или до всплытия понтона (плавающей крыши).

2.5.37. Все технологические операции по приему, хранению и отгрузке нефти и нефтепродуктов в резервуарных парках проводятся в соответствии с требованиями

производственных инструкций, утвержденных эксплуатирующей организацией, и настоящих Правил.

2.5.38. В процессе эксплуатации резервуаров следует обеспечивать осмотр их технического состояния, техническое обслуживание, ремонт и техническое диагностирование в соответствии с техническими документами, разработанными и утвержденными эксплуатирующей организацией на основании требований проектной документации, нормативных правовых актов и нормативных документов в области промышленной безопасности.

2.5.39. При внутреннем осмотре резервуаров, колодцев управления задвижками и других сооружений при наличии в них паров нефтепродуктов следует использовать изолирующие средства защиты органов дыхания.

2.6. Складские здания и сооружения для хранения нефтепродуктов в таре на опасных производственных объектах складов нефти и нефтепродуктов

2.6.1. При размещении складских зданий и сооружений для хранения нефтепродуктов в таре должны соблюдаться требования, установленные законодательством Российской Федерации в области пожарной безопасности.

Хранение нефтепродуктов в таре должно осуществляться в специально оборудованных зданиях и сооружениях, под навесами и на открытых площадках.

Хранение легковоспламеняющихся нефтепродуктов с температурой вспышки 45 °С и ниже на открытых площадках не допускается.

2.6.2. Виды тары для хранения, требования к ее подготовке, заполнению и маркировке, условиям хранения, а также требования безопасности при заполнении и хранении должны соответствовать требованиям настоящих Правил.

2.6.3. Не допускается совместное хранение нефтепродуктов в одном помещении с другими веществами, пожароопасные физико-химические свойства которых обладают способностью к окислению и воспламенению нефтепродуктов.

2.6.4. Складские помещения для нефтепродуктов в таре могут быть объединены в одном здании с пунктами разлива и фасовки нефтепродуктов в тару, а также с насосными и другими помещениями при обеспечении требований законодательства Российской Федерации в области пожарной безопасности.

2.6.5. При проведении погрузочно-разгрузочных и транспортных операций в складских помещениях и на площадках для хранения нефтепродуктов в таре должны быть предусмотрены средства механизации и обеспечены условия для их безопасного проезда.

2.6.6. При хранении нефтепродуктов в таре в складских помещениях должны быть обеспечены следующие условия:

контроль загазованности (при хранении ЛВЖ);

необходимая кратность обмена воздуха;

наличие погрузочно-разгрузочных устройств.

2.6.7. Полы в складских зданиях для хранения нефтепродуктов в таре должны быть выполнены из несгораемых и невпитывающих нефтепродукты материалов, а при хранении ЛВЖ - из материалов, исключающих искрообразование. Поверхность пола должна быть гладкой с уклоном для стока жидкости в приямки.

Полы в пунктах разлива и фасовки нефтепродуктов в тару, выполненные из неэлектропроводных материалов, должны быть закрыты металлическими листами с обеспечением заземления, на которые устанавливается тара (металлическая) при заполнении. Допускается осуществлять заземление бочек, бидонов и других передвижных емкостей путем присоединения их к заземляющему устройству медным тросиком с наконечником под болт.

2.6.8. Площадки для хранения нефтепродуктов в таре должны быть с твердым покрытием и уклоном для стока воды. По периметру площадок должны предусматриваться замкнутое обвалование или ограждающая стенка из негорючих материалов высотой 0,5 м.

2.6.9. В складских помещениях для хранения нефтепродуктов в таре не допускается расфасовывать нефтепродукты, хранить упаковочные материалы, пустую тару и другие посторонние предметы. Площадка для хранения нефтепродуктов в таре должна быть оборудована отмостками и водоотводными каналами с уклоном для стока воды. Водоотводные лотки, трубопроводы, отмостки должны содержаться исправными и периодически очищаться.

2.6.10. Затаривание и расфасовка нефтепродуктов (масла, смазки) в бочки и мелкую тару должны осуществляться в пунктах разлива и фасовки нефтепродуктов. Помещения пунктов разлива и фасовки должны размещаться в зданиях или на площадках под навесом в зависимости от климатических условий и видов продукции. В зависимости от вида и объема разливаемой продукции помещение следует делить на изолированные секции.

2.6.11. Электрооборудование, электропроводка в помещениях пунктов разлива и фасовки нефтепродуктов в тару должны соответствовать требованиям технического регламента Таможенного союза "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах" ТР ТС 012/2011, утвержденного решением Комиссии Таможенного союза от 18 октября 2011 г. N 825 (Официальный сайт Комиссии Таможенного союза http://www.tsouz.ru, 21 октября 2011 г.).

2.6.12. Помещения пунктов разлива и фасовки нефтепродуктов в тару должны оснащаться автоматизированными устройствами для отпуска, затаривания и определения количества нефтепродуктов, средствами автоматического прекращения налива, системами контроля загазованности и аварийной вентиляции, средствами механизации погрузочных работ.

2.6.13. Разлив в мелкую тару жидкой продукции должен осуществляться на автоматических установках и автоматических линиях, обеспечивающих герметичный налив.

2.6.14. Мерные устройства, а также фасовочные агрегаты (камеры) разлива в тару жидкой продукции должны быть оборудованы местными отсосами.

2.6.15. При наливе ЛВЖ в металлические бочки патрубок наливного шланга должен быть опущен до дна. Патрубок, шланг и бочка должны быть заземлены.

2.6.16. Не допускается производить налив ЛВЖ и ГЖ в бочки, установленные непосредственно на автомобилях.

2.6.17. Подключение пунктов разлива и фасовки нефтепродуктов в тару к основным трубопроводам следует производить посредством запорной арматуры с дистанционным и (или) местным управлением. Выбор управления арматурой обосновывается в проектной документации.

2.6.18. Перед помещением пунктов разлива и фасовки нефтепродуктов в тару следует размещать погрузочно-разгрузочные площадки (пандусы), оборудованные средствами механизации.

2.6.19. Раздаточные резервуары с нефтепродуктами единичной вместимостью до 25 м3 включительно при общей вместимости до 200 м3 в зависимости от вида отпускаемых нефтепродуктов размещаются в помещении пунктов разлива и фасовки:

при условии обеспечения отвода паров из резервуаров за пределы помещений и заборных устройств приточной вентиляции;

на расстоянии 2 м от сплошной (без проемов) стены помещения;

при наличии ограждающих устройств (бортиков), ограничивающих площадь разлива нефтепродукта.

2.6.20. Все технологические операции по приему, хранению и разливу нефтепродуктов в тару проводятся в соответствии с требованиями производственных инструкций, утвержденных эксплуатирующей организацией, и настоящих Правил.

2.7. Технологические трубопроводы на опасных производственных объектах складов нефти и нефтепродуктов

2.7.1. К технологическим трубопроводам относят трубопроводы, предназначенные для перемещения нефти, нефтепродуктов, отработанных нефтепродуктов и обеспечивающие в пределах опасных производственных объектов складов нефти и нефтепродуктов выполнение технологических операций и эксплуатацию оборудования, а также нефтепродуктопроводы,

находящиеся на балансе организаций, эксплуатирующих опасные производственные объекты складов нефти и нефтепродуктов, по которым производится отпуск нефтепродуктов близлежащим организациям (между складом и нефтеперерабатывающими производствами, наливными причалами, отдельно стоящими железнодорожными и автомобильными эстакадами).

Технологический трубопровод представляет собой конструкцию (сооружение), состоящую из труб, деталей и элементов трубопровода, включая трубопроводную арматуру, отводы, переходы, тройники, фланцы и элементы крепления, защиты и компенсации трубопровода (опоры, подвески, компенсаторы, болты, шайбы, прокладки), плотно и прочно соединенные между собой.

2.7.2. Обслуживание и эксплуатация технологических трубопроводов осуществляются в соответствии с требованиями технических регламентов, федеральных норм и правил в области промышленной безопасности, технических документов, разработанных эксплуатирующей организацией.

2.7.3. Организации, осуществляющие эксплуатацию технологических трубопроводов, обязаны обеспечивать их безопасную эксплуатацию, контроль за своевременным и качественным проведением ревизии и ремонта, а также за проведением экспертизы промышленной безопасности технологических трубопроводов.

2.7.4. В проектной документации должны быть определены назначенный срок службы, категория и группа технологического трубопровода.

2.7.5. Для транспортировки нефти и нефтепродуктов должны применяться стальные трубопроводы. Применение труб из стекла, а также из сгораемых и трудносгораемых материалов (фторопласт, полиэтилен, винипласт) не допускается.

2.7.6. Для вновь строящихся и реконструируемых топливозаправочных комплексов опасных производственных объектов складов нефти и нефтепродуктов технологические трубопроводы для топлива реактивных двигателей должны изготавливаться из низкоуглеродистой стали с внутренним и наружным антикоррозионным покрытием или из коррозионно-стойких сталей.

При подземной прокладке технологических трубопроводов необходимо дополнительно предусматривать электрохимическую защиту от коррозии.

2.7.7. Не допускается применение в конструкциях трубопроводов для авиационных топлив материалов из медных и кадмиевых сплавов и оцинкованной стали.

2.7.8. Технологические трубопроводы, прокладываемые на территории складов нефти и нефтепродуктов, должны обеспечивать удобство и безопасность их эксплуатации, выполнения работ по обслуживанию, ремонту и замене.

2.7.9. Технологические трубопроводы должны выполняться из электросварных и бесшовных труб, в том числе с антикоррозионным покрытием. Выбор труб должен приниматься в зависимости от свойств перекачиваемой среды и рабочих параметров и обосновываться в проектной документации.

2.7.10. Соединения трубопроводов между собой должны быть сварными. При перекачке по технологическим трубопроводам вязких и застывающих нефтепродуктов установка фланцевых соединений с применением прокладок из несгораемых материалов в местах установки арматуры и соединения с оборудованием обосновывается в проектной документации.

2.7.11. На технологических трубопроводах при возможном повышении давления выше расчетного должны устанавливаться предохранительные клапаны, сбросы от которых должны направляться в закрытые технологические системы или резервуары аварийного сброса. Технические решения по установке предохранительных клапанов и сбросам в закрытые технологические системы или резервуары аварийного сброса устанавливаются в проектной документации.

2.7.12. В проектной документации должны быть предусмотрены меры по освобождению трубопроводов от нефтепродуктов.

На технологических трубопроводах не допускается наличие тупиковых участков и образования застойных зон.

2.7.13. Прокладка технологических трубопроводов должна производиться с уклоном для возможности их опорожнения при остановках, при этом уклоны для трубопроводов следует принимать не менее:

для светлых нефтепродуктов - 0,002 - 0,003;

для горючих нефтепродуктов - 0,005;

для высоковязких и застывающих нефтепродуктов - 0,02.

2.7.14. Подвод инертного газа или пара для продувки технологических трубопроводов должен производиться в начальных и конечных точках трубопровода. Для этого должны быть предусмотрены штуцеры с арматурой и заглушкой.

2.7.15. Технологические трубопроводы для перекачки вязких продуктов должны иметь наружный обогрев. В качестве теплоносителей используются пар, промтеплофикационная вода и электрообогрев. В случае применения электрообогрева с помощью ленточных нагревателей последние должны быть выполнены во взрывозащищенном исполнении.

2.7.16. Для транспортировки мазута по технологическим трубопроводам следует применять стальные бесшовные трубы, изготовленные из спокойных углеродистых и низколегированных сталей.

2.7.17. Температурные деформации трубопроводов для транспортировки мазута должны компенсироваться за счет поворотов и изгибов трассы трубопроводов (самокомпенсация) или установкой специальных компенсирующих устройств (П-образных компенсаторов).

2.7.18. Применение сальниковых, линзовых и волнистых компенсаторов на технологических трубопроводах для транспортировки мазута не допускается.

2.7.19. На технологических трубопроводах для транспортировки нефти и нефтепродуктов устанавливается арматура в соответствии с проектной документацией.

Класс герметичности затвора арматуры обосновывается в проектной документации исходя из физико-химических свойств перемещаемых нефтепродуктов.

2.7.20. Запорная арматура, установленная на технологических трубопроводах с условным диаметром более 400 мм, должна иметь механический привод (электро-, пневмо- или гидропривод) с дистанционным управлением и ручным дублированием.

2.7.21. Конструкция уплотнений, сальниковые набивки, материалы прокладок и монтаж фланцевых соединений на технологических трубопроводах должны обеспечивать необходимую степень герметичности в течение межремонтного периода эксплуатации технологической системы.

2.8. Насосные установки (станции) нефти и нефтепродуктов

2.8.1. Насосная установка (станция) включает в себя один насосный агрегат или группу насосных агрегатов. Насосные установки (станции) нефти и нефтепродуктов могут быть закрытыми (в зданиях) и открытыми (под навесами).

2.8.2. В открытых насосных станциях, расположенных под навесами, площадь устраиваемых в них боковых ограждений должна составлять не более 50% общей площади закрываемой стороны (считая по высоте от пола до выступающей части перекрытия или покрытия насосной станции).

Защитные боковые ограждения открытых насосных станций должны быть выполнены из негорючих материалов и по условиям естественной вентиляции не доходить до пола и покрытия (перекрытия) насосной станции не менее чем на 0,3 м.

2.8.3. Материальное исполнение насоса и его деталей должно обеспечивать безопасную эксплуатацию на весь срок его службы.

Для нагнетания ЛВЖ и ГЖ должны применяться центробежные насосы бессальниковые с торцовым уплотнением. Тип торцового уплотнения (одинарное, одинарное с дополнительным уплотнением, двойное) должен определяться проектной документацией в зависимости от физико-химических свойств перекачиваемых сред.

При применении двойных торцовых уплотнений в качестве затворной жидкости должны использоваться негорючие и (или) нейтральные к перекачиваемой среде жидкости.

Допускается применение поршневых насосов для нагнетания ЛВЖ и ГЖ при малых объемных скоростях подачи, в том числе в системах дозирования, при обосновании принятого технического решения в проектной документации.

При выборе насосов должны учитываться технические требования к безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах и требования настоящих Правил, а также технической документации организации-изготовителя.

2.8.4. На нагнетательном трубопроводе должна быть предусмотрена установка обратного клапана для предотвращения перемещения транспортируемых веществ обратным ходом.

2.8.5. Метод ограничения максимальной скорости подачи ЛВЖ и ГЖ в пределах регламентированных значений устанавливается в проектной документации (наличие байпасной линии для перепуска части нефтепродукта во всасывающий трубопровод насоса, установка частотно-регулируемого электропривода насоса).

2.8.6. Насосные агрегаты должны оснащаться системами автоматизации, обеспечивающими их безопасную эксплуатацию в соответствии с требованиями проектной документации и технической документации организации-изготовителя.

2.8.7. Насосные агрегаты, перекачивающие нефть и нефтепродукты, должны иметь дистанционное отключение из операторной и по месту.

2.8.8. За уровнем вибрации насосных агрегатов должен быть установлен контроль в целях обеспечения их безопасной эксплуатации.

2.8.9. Не допускается пуск в работу и эксплуатация насосных агрегатов при отсутствии ограждения на подвижных частях.

2.8.10. В закрытых насосных станциях полы должны быть выполнены из негорючих и стойких к воздействию нефтепродуктов материалов. В полах следует располагать дренажные лотки. Лотки должны быть непроницаемыми для воды и нефтепродуктов и закрыты. Лотки следует соединять с канализацией через гидрозатворы с постоянным уклоном в сторону канализации.

2.8.11. Размещение насосных станций следует выполнять в соответствии с требованиями законодательства о градостроительной деятельности, технических регламентов, проектной документации и настоящих Правил.

Расположение насосов, трубопроводов и арматуры в помещениях насосных станций должно обеспечивать безопасное проведение работ по их техническому обслуживанию, осмотру, ремонту и монтажу (демонтажу).

2.8.12. Для проектируемых и реконструируемых опасных производственных объектов складов нефти и нефтепродуктов строительство заглубленных насосных станций не допускается.

2.8.13. При установке насосных агрегатов, перекачивающих высоковязкие, обводненные или застывающие при температуре наружного воздуха нефтепродукты на открытых площадках, должны быть соблюдены требования, обеспечивающие непрерывность их работы (теплоизоляция, обогрев насосов и трубопроводов, наличие систем продувки, промывки, пропарки насосов и трубопроводов).

2.8.14. Корпуса насосов, перекачивающих ЛВЖ и ГЖ, должны быть заземлены независимо от заземления электродвигателей, находящихся на одной раме с насосами.

2.8.15. В помещениях насосных станций следует устанавливать средства автоматического контроля загазованности по НКПРП с подачей сигнала (светового и звукового) у входа в помещение насосной и в операторную при достижении концентрации горючих газов и паров нефтепродуктов 20% объемных от НКПРП.

Расстояние от датчика загазованности до наиболее удаленной точки возможных утечек в группе насосов не должно превышать 4 м (по горизонтали). В помещении насосной следует устанавливать не менее двух датчиков загазованности.

Места установки и количество датчиков загазованности определяются проектной документацией.

Включение аварийной вентиляции осуществляется при достижении горючих газов и паров нефтепродуктов 50% объемных от НКПРП.

При достижении горючих газов и паров нефтепродуктов 50% объемных от НКПРП следует предусмотреть автоматическое отключение насосных агрегатов для перекачки нефтепродуктов.

Все случаи загазованности должны регистрироваться приборами с автоматической записью и документироваться.

2.8.16. Закрытые насосные станции должны быть оборудованы приточно-вытяжной вентиляцией.

Оборудование закрытой насосной станции аварийной вентиляцией определяется проектной документацией в зависимости от физико-химических свойств перекачиваемых нефтепродуктов.

2.8.17. Помещения насосных станций должны быть оборудованы грузоподъемными устройствами для ремонта технологического оборудования.

2.8.18. Каждый насосный агрегат должен иметь паспорт организации-изготовителя, в который заносят все сведения по ремонту и замене комплектующих частей. В паспорте насосного агрегата должен быть указан его срок службы.

2.8.19. Монтаж, наладку и испытания насосов следует проводить согласно требованиям проектной документации и технической документации организации-изготовителя.

III. Требования промышленной безопасности к системам инженерно-технического обеспечения опасных производственных объектах складов нефти и нефтепродуктов

3.1. Автоматизированные системы управления на опасных производственных объектах складов нефти и нефтепродуктов

3.1.1. Системы автоматизации, в том числе поставляемые комплектно с оборудованием, должны соответствовать требованиям технических регламентов, нормативных правовых актов в области промышленной безопасности и проектной документации.

3.1.2. Перечень уставок срабатывания блокировок и сигнализации для осуществления технологических операций, предусмотренных проектной документацией, утверждает эксплуатирующая организация.

3.1.3. Электрические средства систем автоматизации, связи и оповещения во взрывопожароопасных зонах производственных помещений и наружных установок должны соответствовать требованиям технического регламента Таможенного союза "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах" ТР ТС 012/2011, утвержденного решением Комиссии Таможенного союза от 18 октября 2011 г. N 825.

3.1.4. Контрольно-измерительные приборы, устанавливаемые на открытом воздухе, исполнение которых не соответствует климатическим условиям, должны размещаться в закрытых обогреваемых шкафах.

3.1.5. Управление и контроль процессами перекачки по трубопроводам нефти и нефтепродуктов, а также слива и налива должны осуществляться централизованно из пункта управления операторных и (или) диспетчерской.

3.1.6. Ведение технологических операций и эксплуатация оборудования с неисправными или отключенными приборами, входящими в системы автоматизации, не допускается.

3.1.7. На период замены элементов системы автоматизации должны быть предусмотрены меры и средства, обеспечивающие безопасность проведения технологических операций в ручном режиме. Указанные меры и средства по проведению технологических операций в ручном режиме должны быть отражены в инструкции по ведению технологических операций, утвержденной эксплуатирующей организацией.

3.1.8. В системах автоматизации, связи и оповещения не допускается использовать приборы, отработавшие назначенный срок службы.

3.1.9. При осуществлении технологических операций при хранении и перекачке нефтепродуктов значения предельных параметров, установленных в проектной документации,

указываются в инструкции на проведение указанных операций, утвержденной эксплуатирующей организацией.

3.1.10. Все средства измерений подлежат поверке. Порядок проведения поверки средств измерений устанавливается в соответствии с требованиями Федерального закона от 26 июня 2008 г. N 102-ФЗ "Об обеспечении единства измерений" (Собрание законодательства Российской Федерации, 2008, N 26, ст. 3021; 2011, N 30, ст. 4590; N 49, ст. 7025; 2012, N 31, ст. 4322; 2013, N 49, ст. 6339; 2014, N 26, ст. 3366; N 30, ст. 4255; 2015, N 29, ст. 4359).

3.2. Электрообеспечение и электрооборудование

3.2.1. Электроснабжение электроприемников по категории надежности опасных производственных объектов складов нефти и нефтепродуктов определяется проектной документацией.

3.2.2. Для обеспечения надежного электроснабжения в случае прекращения подачи электроэнергии от основного источника питания должны применяться средства для автоматического переключения с основного источника питания на резервный.

3.2.3. Прокладка кабельных трасс должна осуществляться открытым способом в местах, исключающих воздействие высоких температур, механических повреждений.

Кабели, прокладываемые по территории складов нефти и нефтепродуктов, должны иметь изоляцию и оболочку из материалов, не распространяющих горение.

3.2.4. Отверстия в стенах и полах для прохода кабелей и труб должны быть плотно заделаны несгораемыми материалами.

3.2.5. На опасных производственных объектов складов нефти и нефтепродуктов допускается прокладка кабельных трасс и технологических трубопроводов на общих строительных конструкциях при обосновании принятых технических решений в проектной документации.

3.2.6. Для временного освещения взрывопожароопасных помещений, открытых площадок аппаратуры, арматуры и другого оборудования следует применять переносные фонари во взрывозащищенном исполнении.

3.2.7. Электрооборудование для наружных установок, которое размещается вне взрывоопасной зоны, должно иметь закрытое или закрытое обдуваемое исполнение с защитой от атмосферных воздействий с учетом климатических факторов.

3.2.8. На территории опасных производственных объектов складов нефти и нефтепродуктов для перемещения тарных грузов следует применять электрифицированный транспорт (самоходные аккумуляторные тележки (электрокары), электропогрузчики и тягачи) во взрывозащищенном исполнении.

3.2.9. При эксплуатации электрифицированных подъемно-транспортных устройств (тельферы, краны, лебедки) применение троллейных проводов и открытых токосъемников в помещениях взрывоопасных категорий не допускается.

3.2.10. Устройства для подключения передвижного и переносного электрооборудования должны размещаться вне взрывоопасных зон.

3.3. Молниезащита и защита от статического электричества

3.3.1. Тип и размещение устройств молниезащиты выбираются на стадии проектирования опасных производственных объектов складов нефти и нефтепродуктов.

Защита от прямых ударов молнии, вторичных ее проявлений и заноса высокого потенциала через наземные (надземные) и подземные металлические коммуникации должна соответствовать требованиям технических регламентов и нормативных правовых актов в области промышленной безопасности.

3.3.2. Дыхательная арматура резервуаров с ЛВЖ и пространство над ней, а также пространство над срезом горловины цистерн с ЛВЖ при открытом наливе продукта на наливной

эстакаде, ограниченное цилиндром высотой 2,5 м и радиусом 5 м, должны быть защищены от прямых ударов молнии.

3.3.3. Для защиты зданий (сооружений) и электрооборудования от вторичных проявлений молнии должны быть предусмотрены следующие меры:

металлические конструкции и корпуса всего оборудования и аппаратов, находящихся в защищаемом здании (сооружении), должны быть присоединены к заземляющему устройству электроустановок;

в соединениях элементов трубопроводов или других протяженных металлических предметов должны быть обеспечены переходные сопротивления не более 0,03 Ом на каждый контакт.

3.3.4. Заземленное металлическое оборудование, покрытое лакокрасочными материалами, считается электростатически заземленным, если сопротивление любой точки его внутренней и внешней поверхности относительно магистрали заземления не превышает 10 Ом.

Измерение указанного сопротивления должно проводиться при относительной влажности окружающего воздуха не выше 60%, при этом площадь соприкосновения измерительного электрода с поверхностью оборудования не должна превышать 20 см2. При измерениях электрод должен располагаться в точках поверхности оборудования, наиболее удаленных от точек контакта поверхности с заземленными металлическими элементами, деталями, арматурой.

3.3.5. Соединения молниеприемников с токоотводами и токоотводов с заземлителями должны выполняться сваркой, а при недопустимости огневых работ разрешается выполнение болтовых соединений с переходным сопротивлением не более 0,05 Ом при условии обязательного ежегодного контроля сопротивления перед началом грозового периода.

3.3.6. Заземлители, токоотводы подвергаются периодическому контролю один раз в 5 лет. Ежегодно 20% общего количества заземлителей и токоотводов подлежит вскрытию и проверке на поражение их коррозией. При поражении коррозией более 25% площади поперечного сечения заземлители и токоотводы подлежат замене.

Результаты проведенных проверок и осмотров заносят в паспорт молниезащитного устройства и в журнал учета состояния молниезащитных устройств.

3.3.7. Для защиты от проявлений статического электричества подлежат заземлению:

наземные резервуары для ЛВЖ и ГЖ и других жидкостей, являющихся диэлектриками и способных при испарении создавать взрывоопасные смеси паров с воздухом;

наземные трубопроводы через каждые 200 м и дополнительно на каждом ответвлении с присоединением каждого ответвления к заземлителю;

металлические оголовки и патрубки гибких шлангов для слива и налива нефти и нефтепродуктов;

железнодорожные рельсы сливоналивных участков, электрически соединенные между собой, а также металлические конструкции сливоналивных эстакад с двух сторон по длине;

металлические конструкции автоналивных устройств;

все механизмы и оборудование насосных станций для перекачки нефтепродуктов;

металлические воздуховоды и кожухи изоляции вентиляционных систем во взрывоопасных помещениях через каждые 40 - 50 м.

3.3.8. Заземляющее устройство для защиты от статического электричества следует объединять с заземляющими устройствами для защиты электрооборудования и молниезащиты. Сопротивление заземляющего устройства, предназначенного только для защиты от статического электричества, должно быть не более 100 Ом.

3.3.9. Соединение между собой неподвижных металлических конструкций (резервуары, трубопроводы), а также присоединение их к заземлителям следует выполнять из полосовой стали сечением не менее 48 мм2 или круглой стали диаметром более 6 мм на сварке или с помощью болтов.

3.3.10. Резиновые (либо другие из неэлектропроводных материалов) шланги с металлическими наконечниками, используемые для налива жидкостей в железнодорожные и автомобильные цистерны, наливные суда и другие передвижные сосуды и аппараты, должны

быть заземлены (обвиты медной проволокой диаметром не менее 2 мм или медным тросиком сечением не менее 6 мм2 с шагом витка не более 100 мм). Один конец проволоки (или тросика) соединяется пайкой (или под болт) с металлическими заземленными частями трубопровода, а другой - с металлическим наконечником шланга.

Наконечники шланга должны быть изготовлены из металла, не дающего искры при ударе.

3.3.11. Защита от электростатической индукции должна обеспечиваться присоединением всего оборудования и аппаратов, находящихся в зданиях, сооружениях и установках, к контуру защитного заземления.

3.3.12. Для защиты от электромагнитной индукции между трубопроводами и другими протяженными металлическими предметами (каркас сооружения, металлические оболочки кабелей без наружного покрова), проложенными во взрывоопасной зоне внутри здания (сооружения), в местах их взаимного сближения на расстоянии 10 см и менее, через каждые 20 м длины необходимо приваривать или припаивать металлические перемычки, чтобы не допускать образования незамкнутых контуров.

Перемычки должны быть изготовлены из стальной проволоки диаметром не менее 5 мм или стальной ленты сечением не менее 24 мм2.

3.3.13. Для защиты от заносов высоких потенциалов по подземным металлическим коммуникациям (трубопроводам, кабелям, в том числе проложенным в каналах и тоннелях) необходимо при вводе в сооружение присоединить коммуникации к заземлителю электроустановок или к заземлителю от прямых ударов молнии.

3.3.14. Устройства, предназначенные для вторичных проявлений молнии, должны быть использованы для защиты зданий и сооружений от статического электричества.

3.4. Системы связи и оповещения

3.4.1. Для безопасного проведения технологических операций с нефтью и нефтепродуктами персонал должен быть обеспечен системами двусторонней громкоговорящей или телефонной или радио связью.

3.4.2. Перечень производственных участков и структурных подразделений, с которыми устанавливается связь, а также виды связи определяются проектной документацией.

3.4.3. На всех площадках опасных производственных объектах складов нефти и нефтепродуктов должны быть предусмотрены технические средства, обеспечивающие оповещение об обнаружении аварийных выбросов горючих паров или разливов нефти и нефтепродуктов.

3.4.4. Организация, порядок оповещения и действия производственного персонала при авариях устанавливаются ПМЛА и ПЛРН.

3.5. Вентиляция

3.5.1. Системы вентиляции по назначению, устройству, техническим характеристикам, исполнению, обслуживанию и условиям эксплуатации должны соответствовать требованиям технических регламентов, нормативных правовых актов в области промышленной безопасности.

3.5.2. В производственных помещениях воздухообмен систем вентиляции должен обеспечивать концентрацию вредных веществ в воздухе рабочей зоны ниже предельно-допустимой концентрации, а взрывопожароопасных веществ и газов ниже НКПРП.

3.5.3. Для производственных помещений, в которых возможно внезапное поступление опасных веществ, следует предусматривать аварийную вентиляцию.

3.5.4. Системы аварийной вентиляции должны включаться автоматически от систем контроля загазованности воздушной среды в помещении. Кроме автоматического включения необходимо предусматривать ручное включение (местное и дистанционное из помещения управления).

3.5.5. Устройства воздухозабора для приточных систем вентиляции необходимо предусматривать из мест, исключающих попадание в систему вентиляции опасных веществ.

3.5.6. Оборудование приточных систем для помещений взрывопожароопасных категорий допускается устанавливать обычного исполнения, если на воздуховодах при выходе из венткамеры предусмотрены взрывозащищенные обратные клапаны.

3.5.7. Вентиляционное оборудование, металлические трубопроводы и воздуховоды систем отопления и вентиляции должны быть заземлены.

3.5.8. Для вентиляционных систем следует предусматривать:

автоматическое включение аварийной вентиляции при достижении в помещении концентрации горючих газов и паров нефтепродуктов 50% объемных от НКПРП;

сигнализацию о падении давления, обеспечивающего гарантированный подпор воздуха в помещение с подпором воздуха (в тамбур-шлюз);

сигнализацию о работе вентиляционных систем с подачей сигнала в помещение управления;

автоматическую защиту калориферов от замораживания;

автоматическое отключение вентиляционных систем при пожаре в помещении, оборудованном системой автоматического пожаротушения или сигнализации;

автоматическое включение резервного вентилятора вентиляционных систем при выходе из строя рабочего вентилятора с подачей сигнала о включении резерва.

3.6. Водоснабжение и производственная канализация. Очистные сооружения

3.6.1. Проектирование, строительство и эксплуатация систем водоснабжения и канализации должны соответствовать требованиям законодательства о градостроительной деятельности, технических регламентов.

3.6.2. Электроснабжение агрегатов систем водоснабжения должно обеспечиваться по той же категории надежности, как и объектов потребителей воды на опасных производственных объектах складов нефти и нефтепродуктов.

3.6.3. Насосные станции производственной канализации, заглубленные более чем на 0,5 м, должны оснащаться датчиками загазованности с выводом сигнала на пульт помещения управления. В случае достижения загазованности насосной станции 50% объемных от НКПРП должна включаться аварийная вентиляция.

3.6.4. Требования пожарной безопасности к опасным производственным объектам складов нефти и нефтепродуктов и к источникам противопожарного водоснабжения должны соответствовать нормам законодательства Российской Федерации в области пожарной безопасности.

3.6.5. Осмотр и очистка водопроводов, колодцев с подземными гидрантами должны проводиться по графику с соблюдением требований технических документов по организации безопасного проведения газоопасных работ, разработанных эксплуатирующей организацией.

3.6.6. Внутри обвалования группы резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов не допускается прокладка транзитных водопроводов.

3.6.7. Системы канализации должны обеспечивать удаление и очистку химически загрязненных, технологических, смывных и других сточных вод.

Не допускается сброс этих стоков без предварительной локальной очистки, за исключением тех случаев, когда в эксплуатирующей организации имеются собственные очистные сооружения и магистральная сеть, предназначенная для приема таких стоков.

3.6.8. На площадках опасных производственных объектов складов нефти и нефтепродуктов следует предусматривать следующие системы канализации:

бытовая;

производственная;

дождевая.

Допускается объединение систем производственной и дождевой канализации по обоснованию в проектной документации исходя из состава и количества производственных и дождевых (ливневых) сточных вод.

3.6.9. В производственную канализацию должны отводиться следующие виды сточных вод:

подтоварные воды от отстоя нефти и нефтепродуктов;

вода, охлаждающая резервуары при пожаре;

дождевая вода с открытых площадок или обвалований;

балластные, промывочные, подсланевые и льяльные воды с наливных судов;

производственные стоки от технологического оборудования и лаборатории.

3.6.10. Сеть производственных сточных вод должна быть закрытой и выполняться из несгораемых материалов.

3.6.11. Не допускается сбрасывать взрывопожароопасные и пожароопасные нефтепродукты в канализацию, в том числе при авариях.

3.6.12. Сточные воды от зачистки и пропарки резервуаров для нефти и нефтепродуктов должны отводиться на очистные сооружения.

Не допускается сброс нефтешламов в сети канализации сточных вод, нефтешламы должны отводиться на узлы обезвреживания для дальнейшей утилизации.

3.6.13. Задвижки на выпусках дождевой канализации с территории резервуарных парков нефти и нефтепродуктов должны быть в закрытом состоянии и опломбированы.

3.6.14. Из резервуарных парков высоковязких нефтепродуктов (гудрон, битум) подлежат отведению только дождевые воды.

3.6.15. На выпусках сточных вод от группы резервуаров или одного резервуара за пределами обвалования необходимо устанавливать колодцы с задвижками и гидравлическими затворами. Высота столба жидкости в гидравлическом затворе должна быть не менее 0,25 м.

3.6.16. Не допускается прямое соединение канализации загрязненных стоков с бытовой канализацией без гидрозатворов. При возможном попадании в стоки взрывопожароопасных и токсичных веществ предусматриваются средства контроля и сигнализации за их содержанием на входе в коллектор очистных сооружений, а также меры, исключающие попадание этих веществ в бытовую канализацию.

3.6.17. Колодцы на сетях канализации не допускается располагать под эстакадами технологических трубопроводов, в пределах отбортовок и обвалований отдельно стоящего оборудования, содержащих взрывоопасные продукты.

3.6.18. Осмотр и очистка канализационных колодцев, труб, лотков, гидрозатворов должны проводиться с соблюдением требований технических документов по организации безопасного проведения газоопасных работ, разработанных эксплуатирующей организацией.

3.6.19. Температура производственных сточных вод при сбросе в канализацию должна быть не выше 40 °С.

3.6.20. На очистных сооружениях должны быть предусмотрены устройства для измерения расходов:

сточных вод, поступающих на очистные сооружения;

очищенных сточных вод.

3.6.21. На канализационной сети до и после нефтеловушек на расстоянии не менее 10 м должны устраиваться колодцы с гидравлическим затвором. Если для отвода нефтепродуктов устроен коллектор от нескольких нефтеловушек, то на каждом присоединении к коллектору должен устраиваться колодец с гидравлическим затвором.

3.6.22. Нефтеловушки должны быть выполнены из несгораемых материалов и быть закрытыми.

3.6.23. Для контроля качества сточных вод должен быть организован отбор проб сточных вод с проведением их химического анализа.

IV. Обслуживание и ремонт технологического оборудования, резервуаров и технологических трубопроводов, систем инженерно-технического обеспечения на опасных производственных объектах складов нефти и нефтепродуктов

4.1. Работы восстановительного характера, включающие строительные, монтажные, пусконаладочные, а также работы по диагностированию оборудования должны проводиться в соответствии с требованиями нормативных правовых актов по промышленной безопасности и технических документов по организации безопасного проведения ремонтных работ, разработанных эксплуатирующей организацией.

4.2. Объем, периодичность и порядок организации и проведения работ по техническому обслуживанию и ремонту оборудования, резервуаров и технологических трубопроводов, систем инженерно-технического обеспечения с учетом конкретных условий эксплуатации определяются техническими документами, разработанными эксплуатирующей организацией.

4.3. При осмотре стальных резервуаров следует проверять состояние швов нижних поясов корпуса и уторного уголка резервуара. При обнаружении отпотин или трещин в сварных швах или в металле корпуса резервуар должен быть выведен из эксплуатации.

4.4. Результаты контроля технического состояния резервуара должны отражаться в журнале осмотра резервуара.

4.5. За осадкой основания каждого резервуара должно быть установлено систематическое наблюдение. В первые четыре года после ввода резервуара в эксплуатацию (или до полной стабилизации осадки основания) необходимо ежегодно проводить нивелирование окрайки днища в абсолютных отметках, не менее чем в восьми точках, но не реже чем через 6 м. Результаты следует заносить в журнал нивелирования окрайки днища и паспорт резервуара. При недопустимой неравномерной осадке резервуар должен быть освобожден от нефтепродукта и выведен из эксплуатации.

4.6. Зачистка железнодорожных цистерн и подготовка их к наливу осуществляются на специальных пунктах (станциях).

4.7. Зачистка резервуаров и тары проводится обслуживающим персоналом эксплуатирующей организации или специализированной организацией.

4.8. Все металлические резервуары подвергаются периодической зачистке:

не менее двух раз в год - для авиационного топлива;

не менее одного раза в два года - для остальных светлых нефтепродуктов и масел.

Порядок и сроки зачистки резервуаров для нефти и мазутов определяются эксплуатирующей организацией в зависимости от условий сохранения качества хранимого продукта и надежной эксплуатации резервуаров.

При длительном хранении нефтепродуктов зачистка металлических резервуаров проводится после их опорожнения в соответствии с графиком, установленным эксплуатирующей организаций.

Металлические резервуары должны подвергаться зачистке:

при подготовке к ремонту;

при подготовке к заполнению нефтепродуктами более высокого качества, чем хранившиеся в них ранее.

4.9. Электрооборудование зачистных агрегатов, используемых при зачистке резервуаров, должно быть во взрывозащищенном исполнении и соответствовать категории и группе взрывоопасной смеси и классу взрывоопасной зоны.

4.10. При зачистке резервуаров, в которых хранились сернистые нефти и нефтепродукты, должны быть предусмотрены меры, исключающие самовозгорание пирофорных отложений.

Порядок безопасного проведения работ по очистке, дезактивации пирофорных отложений резервуаров и оборудования должен быть изложен в отдельной инструкции с учетом требований промышленной, пожарной безопасности, утвержденной эксплуатирующей организацией.

4.11. Удаление паров нефтепродуктов из резервуара до взрывобезопасной концентрации достигается в процессе промывки его специальными водными растворами с помощью специального оборудования для механизированной зачистки или пропаркой, а также тщательной вентиляцией (принудительной или естественной) резервуара после проведения указанных выше операций.

4.12. Вентиляция резервуара должна осуществляться при всех открытых люках.

Принудительная вентиляция паровоздушного пространства резервуара осуществляется вентиляторами искробезопасного исполнения с электрическими двигателями взрывозащищенного исполнения или пароэжекторами. Корпус вентилятора должен быть заземлен.

4.13. При монтаже временных трубопроводных схем, связанных с откачкой остатка, пропаркой, продувкой и промывкой с применением временных схем электроснабжения и электрооборудования, последние (переносной насос, пускатели, рубильники) должны быть во взрывозащищенном исполнении.

4.14. Трубопроводы, предназначенные для пропарки, продувки, промывки и чистки резервуара, должны быть или съемными и монтироваться перед проведением этих операций, или стационарными с установленными на них межфланцевыми заглушками при эксплуатации резервуара.

По окончании работ съемные трубопроводы должны быть демонтированы.

4.15. Работы по зачистке оборудования должны выполняться в соответствии с требованиями технических документов по организации безопасного проведения газоопасных работ, разработанных эксплуатирующей организацией.

4.16. Устранение неисправностей на работающем оборудовании не допускается.

4.17. Перед выполнением операций по сливу и наливу нефти и нефтепродуктов должен быть проведен осмотр сливоналивных и раздаточных устройств. Результаты осмотра должны быть занесены в сменный журнал.

4.18. Исправное состояние молниезащитных устройств должно подтверждаться при проведении периодического контроля и внеочередных осмотров.

4.19. Все ремонты молниезащитных устройств должны быть проведены до начала грозового периода (в апреле).

4.20. Молниеотводы должны иметь предупредительные надписи, запрещающие приближаться к ним во время грозы на расстояние менее 4 м.

4.21. Технические устройства, оборудование, резервуары, отработавшие нормативный срок службы, должны проходить техническое диагностирование и экспертизу промышленной безопасности. Эксплуатация технических устройств, оборудования, резервуаров без положительного заключения экспертизы промышленной безопасности не допускается.

4.22. Материалы и изделия, применяемые при ремонте оборудования и технических устройств, подлежат входному контролю. Порядок проведения и объем входного контроля материалов и изделий для ремонта оборудования и технических устройств должны быть установлены в нормативных документах эксплуатирующей организации (стандарты, положения, инструкции). При проведении входного контроля следует проверять наличие сопроводительных документов, удостоверяющих качество продукции и изделий (комплектность, упаковка, маркировка, внешний вид).

4.23. Все технические устройства, эксплуатируемые на опасных производственных объектах складов нефти и нефтепродуктов, должны иметь паспорта организации-изготовителя, сертификаты или декларации соответствия требованиям технических регламентов или заключение экспертизы промышленной безопасности, если техническим регламентом не установлена иная форма оценки соответствия.

4.24. При проведении ремонтных работ на территории складов нефти и нефтепродуктов во взрывоопасных зонах необходимо пользоваться искробезопасным инструментом.

4.25. Газоопасные работы, связанные с подготовкой оборудования к ремонту и проведением ремонта, должны выполняться с соблюдением требований технических документов по организации безопасного проведения газоопасных работ, разработанных и утвержденных эксплуатирующей организацией.

4.26. Ремонтные работы с применением огневых работ должны проводиться в соответствии с требованиями технических документов по организации безопасного проведения огневых работ, разработанных и утвержденных эксплуатирующей организацией.

4.27. Работы по ремонту оборудования и технических устройств допускается выполнять подрядной организацией, занимающейся сервисным обслуживанием. Руководители и специалисты подрядной организации должны быть аттестованы в области промышленной безопасности.

4.28. Для подъема и перемещения оборудования и его отдельных узлов должны быть предусмотрены стационарные или передвижные грузоподъемные механизмы.

V. Требования к содержанию территории, зданий и сооружений опасных производственных объектов складов нефти и нефтепродуктов

5.1. Объемно-планировочные решения по размещению опасных производственных объектов складов нефти и нефтепродуктов должны соответствовать требованиям законодательства о градостроительной деятельности, технических регламентов.

5.2. Все подземные коммуникации и кабельные трассы должны иметь опознавательные знаки, позволяющие определять место их расположения и назначение.

5.3. Опасные производственные объекты складов нефти и нефтепродуктов должны иметь исполнительный план коммуникаций. При осуществлении реконструкции опасных производственных объектов складов нефти и нефтепродуктов, размещении новых и ликвидации существующих объектов эксплуатирующая организация передает проектной организации исполнительный план коммуникаций и исполнительный генеральный план.

5.4. Не допускается проводить земляные работы на территории опасных производственных объектов складов нефти и нефтепродуктов без наряда-допуска, оформленного в соответствии с требованиями технических документов по организации безопасного проведения земляных работ, разработанных и утвержденных эксплуатирующей организацией.

5.5. На входных дверях производственных помещений должны быть нанесены надписи, обозначающие категории помещений по взрывопожарной и пожарной опасности и классы взрывоопасных зон.

5.6. На территории опасных производственных объектов складов нефти и нефтепродуктов должен быть установлен прибор, определяющий направление и скорость ветра. Место установки прибора обосновывается в проектной документации.

5.7. Не допускается загромождение и загрязнение дорог, проездов, проходов, подступов к противопожарному оборудованию, средствам пожаротушения, связи и сигнализации.

5.8. Противопожарные разрывы между зданиями и сооружениями не допускается использовать под складирование материалов, оборудования, тары, стоянку транспортных средств.

5.9. Территория опасных производственных объектов складов нефти и нефтепродуктов должна быть ограждена несгораемой оградой по периметру и оборудована системами охранной сигнализации в соответствии с проектной документацией.

5.10. Дороги для проезда автотранспорта, пешеходные тротуары, мосты и переходные мостики через трубопроводы и обвалования должны отвечать требованиям законодательства о градостроительной деятельности.

5.11. На территории опасных производственных объектов складов нефти и нефтепродуктов у контрольно-пропускного пункта должна быть вывешена схема организации движения по территории и указана максимальная скорость движения транспорта. По территории должно быть организовано одностороннее движение транспорта. Порядок въезда и выезда транспортных средств на территорию определяет эксплуатирующая организация.