ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 55892– 2013

ОБЪЕКТЫ МАЛОТОННАЖНОГО ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА

Общие технические требования

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2014

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 23 «Техника и технологии добычи и переработки нефти и газа»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 17 декабря 2013 г. № 2278-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Правила применения настоящего стандарта установлены ГОСТ Р 1.0 – 2012 (раздел 8). Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок – в ежемесячном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования – на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (gost.ru)

© Стандартинформ, 2014

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

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения 2
4 Сокращения 4
5 Классификация и состав объектов малотоннажного производства и потребления сжиженного природного газа 4
6 Нормы и требования безопасности при проектировании 5
6.1 Требования к разработке генерального плана 5
6.2 Требования к категорированию помещений, зданий и наружных технологических установок по взрыво- и пожарной опасности 6
6.3 Требования к категорированию взрывоопасности технологических установок 6
6.4 Требования к конструкции зданий и сооружений 6
6.5 Требования к строительной части 7
6.6 Требования к технологическому оборудованию 7
7 Организация эксплуатации объектов 12
8 Требования безопасности при эксплуатации оборудования, зданий и сооружений 13
8.1 Общие положения 13
8.2 Требования к эксплуатации резервуаров для хранения и выдачи сжиженного природного газа 13
8.3 Требования к эксплуатации испарительных установок 14
8.4 Требования к эксплуатации технологических газопроводов, арматуры и защитных устройств 15
8.5 Требования к эксплуатации оборудования для слива-налива сжиженного природного газа 15
8.6 Требования к отогреву и обезжириванию оборудования систем на ОПр и ОП СПГ 16
8.7 Требования к газоподготовке и продувке технологического оборудования и трубопроводов 16
8.8 Требования к обеспечению объектов производства и потребления сжиженного природного газа инертным газом 16
9 Общие требования к обеспечению промышленной безопасности 17
10 Возможные неисправности и аварийные ситуации, меры их ликвидации 17
11 Методы испытаний 17
11.1 Общие положения 17
11.2 Методы испытаний станций производства сжиженного природного газа 17
11.3 Методы испытаний криогенных газозаправочных станций 18
11.4 Методы испытаний криогенных газонаполнительных станций 18
11.5 Методы испытаний криогенных станций газоснабжения 18
Приложение А (справочное) Теплофизические свойства сжиженного природного газа 19
Приложение Б (рекомендуемое) Организация эксплуатации объектов производства и потребления сжиженного природного газа 20
Приложение В (рекомендуемое) Эксплуатация зданий и сооружений 23
Приложение Г (рекомендуемое) Эксплуатация компрессорных установок и криогенных насосов 25
Приложение Д (рекомендуемое) Эксплуатация электрооборудования 26
Приложение Е (рекомендуемое) Эксплуатация устройств автоматики и контрольно-измерительных приборов 27
Приложение Ж (рекомендуемое) Эксплуатация систем отопления и вентиляции 29
Приложение И (рекомендуемое) Консервация, расконсервация и ликвидация объектов производства и потребления сжиженного природного газа 31
Приложение К (рекомендуемое) Проведение газоопасных работ 33
Приложение Л (рекомендуемое) Возможные аварийные ситуации на объектах малотоннажного производства и потребления сжиженного природного газа и меры по их ликвидации 36
Библиография 38

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ОБЪЕКТЫ МАЛОТОННАЖНОГО ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА

Общие технические требования

Objects of low-tonnage liquefied natural gas production and consumption.
General technical requirements

Дата введения – 2014–06–01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает общие требования к проектированию, строительству, монтажу, реконструкции и эксплуатации вновь вводимых и реконструированных объектов малотоннажного производства и потребления сжиженного природного газа, предназначенных для изменения агрегатного состояния природного газа (сжижение и регазификация) с количеством сжиженного природного газа на объекте, не превышающим 200 тонн, при единичном объеме криогенного резервуара, не превышающим 260 м^3, и с избыточным давлением в криогенных резервуарах не более 0,8 МПа.

1.2 Настоящий стандарт распространяется:

- на комплексы производства сжиженного природного газа производительностью до 10 тонн сжиженного природного газа в час, которые расположены на автомобильных газонаполнительных компрессорных станциях, на газораспределительных и компрессорных станциях магистральных газопроводов;
- на станции производства сжиженного природного газа производительностью до 10 тонн сжиженного природного газа в час, расположенные на магистральных газопроводах, а также на промыслах по добыче углеводородов;
- на станции заправки потребителей сжиженным природным газом (криогенные газозаправочные станции) или регазифицированным сжиженным природным газом давлением свыше 0,6 МПа (криогенные газонаполнительные станции), в том числе на криогенные станции заправки природным газом автотранспорта, автотракторной техники, железнодорожного, водного, авиационного транспорта;
- на станции снабжения потребителей регазифицированным сжиженным природным газом давлением до 0,6 МПа включительно (криогенные станции газоснабжения), в том числе на станции снабжения коммунально-бытовых и теплоэнергетических объектов.

1.3 Настоящий стандарт не распространяется на криогенные бортовые топливные системы транспортных средств, использующие сжиженный природный газ в качестве моторного топлива, а также на передвижные заправщики за пределами объекта малотоннажного производства или потребления сжиженного природного газа.

1.4 Настоящий стандарт не распространяется на вопросы обеспечения пожарной безопасности объектов малотоннажного производства и потребления сжиженного природного газа, которые должны регламентироваться нормативными правовыми актами и нормативными документами по пожарной безопасности.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р 12.4.026–2001 Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний

ГОСТ Р 51164–98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии

ГОСТ Р 52289–2004 Технические средства организации дорожного движения. Правила применения дорожных знаков, разметки, светофоров, дорожных ограждений и направляющих устройств

Издание официальное

ГОСТ Р 52290–2004 Технические средства организации дорожного движения. Знаки дорожные. Общие технические требования

ГОСТ Р 53323–2009 Огнепреградители и искрогасители. Общие технические требования. Методы испытаний

ГОСТ Р 53324–2009 Ограждение резервуаров. Требования пожарной безопасности

ГОСТ Р 53521–2009 Переработка природного газа. Термины и определения

ГОСТ Р 54808–2011 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов

ГОСТ 2.601–2006 Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы

ГОСТ 9.602–2005 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии

ГОСТ 12.0.004–90 Система стандартов безопасности труда. Организация обучения безопасности труда. Общие положения

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

ГОСТ 12.1.007–76 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности

ГОСТ 12.2.085–2002 Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные. Требования безопасности

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

ГОСТ 24.104–85 Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Общие требования

ГОСТ 9293–74 Азот газообразный и жидкий. Технические условия

ГОСТ 14202–69 Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки

ГОСТ 14249–89 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность

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 26633–91 Бетоны тяжелые и мелкозернистые. Технические условия

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

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **аварийная ситуация**: Ситуация, когда произошла авария и возможен дальнейший ход ее развития.

[Правила безопасности [1], раздел «Термины и определения», пункт 29]

3.2 **блок (технологический)**: Комплект технологического оборудования, предназначенного для выполнения определенной операции.

3.3 **газоанализаторная (на объектах малотоннажного производства и потребления сжиженного природного газа)**: Помещение для размещения оборудования, используемого при проведении анализов исходного сырья, промежуточной и товарной продукции.

3.4 **газозаправочная колонка (сжиженного природного газа);** ГЗК: Устройство для подключения транспортных средств для заправки их компримированным газом.

3.5 **газосброс (на объектах малотоннажного производства и потребления сжиженного природного газа)**: Организованный выход природного газа или паров сжиженного природного газа из технологического оборудования в окружающую среду.

3.6 **заправочная площадка (на объектах малотоннажного производства и потребления сжиженного природного газа)**: Часть территории объекта потребления сжиженного природного газа, предназначенная для размещения транспортных средств при проведении их заправки сжиженным или компримированным природным газом.

3.7 **защитное скоростное устройство**: Устройство, устанавливаемое на жидкостной (газовой) коммуникации, обеспечивающее перекрытие продуктового потока в случае разрушения (разгерметизации) трубопровода.

3.8 **испаритель (сжиженного природного газа)**: Теплообменный аппарат для регазификации сжиженного природного газа.

3.9 **комплекс сжиженного природного газа**: Система, включающая установку сжижения природного газа, систему хранения (накопления), выдачи и регазификации сжиженного природного газа.

3.10 **криогенная газозаправочная станция;** КриоГЗС: Объект потребления сжиженного природного газа, предназначенный для приема и хранения сжиженного природного газа с последующей заправкой транспортных средств.

3.11 **криогенная газонаполнительная станция;** КриоГНС: Объект потребления сжиженного природного газа, предназначенный для приема, хранения и регазификации сжиженного природного газа при высоком давлении с последующей заправкой им транспортных средств.

3.12 **криогенная станция газоснабжения;** КриоСГ: Объект потребления сжиженного природного газа, предназначенный для приема, хранения и регазификации сжиженного природного газа при низком давлении с последующим снабжением газом коммунально-бытовых и теплоэнергетических объектов.

3.13 **криогенный резервуар**: Резервуар, предназначенный для накопления, хранения под избыточным давлением, транспортировки и выдачи потребителю криогенной жидкости.

3.14 **ограждение**: Естественный барьер, образованный рельефом местности, или искусственное сооружение, ограничивающее участок территории, в пределах которого размещается емкостное оборудование с легковоспламеняющимися и горючими жидкостями, сжиженными углеводородными газами, предназначенное для предотвращения растекания жидкости за пределы этого участка.

[ГОСТ Р 53324-2009, статья 2.8]

3.15 **объект (для объектов малотоннажного производства и потребления сжиженного природного газа)**: Совокупность технологического оборудования, зданий, сооружений, инженерных систем, размещенных на определенной площадке.

3.16 **объект потребления (сжиженного природного газа);** ОП: Объект, предназначенный для приема и хранения сжиженного природного газа с последующим его использованием и/или распределением в сжиженном и регазифицированном виде.

3.17 **объект производства (сжиженного природного газа);** ОПр: Объект, предназначенный для производства, хранения и отгрузки сжиженного природного газа потребителю.

3.18 **операторная (для объектов малотоннажного производства и потребления сжиженного природного газа)**: Помещение, необходимое для размещения систем управления объектом и персонала.

3.19 **очистка (природного газа)**: Удаление из природного газа нежелательных компонентов, затрудняющих его использование в качестве топлива или сырья или загрязняющих окружающую среду.

Примечание – К нежелательным компонентам относятся сероводород (H_2S), сероокись углерода (COS), сероуглерод (CS_2), сераорганические соединения, тяжелые металлы, диоксид углерода (CO_2), азот.

[ГОСТ Р 53521-2009, статья 64]

3.20 **передвижная регазификационная установка**: Технологическое оборудование, установленное на транспортном средстве и предназначенное для приема, хранения и регазификации сжиженного природного газа и снабжения потребителей газом давлением до 0,6 МПа включительно.

3.21 **передвижная газозаправочная установка**: Технологическое оборудование, установленное на транспортном средстве и предназначенное для приема и хранения сжиженного природного газа с последующей заправкой им транспортных средств.

3.22 **передвижная газонаполнительная установка**: Технологическое оборудование, установленное на транспортном средстве и предназначенное для приема, хранения и регазификации сжиженного природного газа при давлении свыше 0,6 МПа с последующей заправкой им транспортных средств.

3.23 **передвижной заправщик сжиженного природного газа;** ПЗ СПГ: Криогенный резервуар, установленный вместе с обвязкой на автомобильном шасси или полуприцепе, на железнодорожном ходу или на судне водного транспорта и предназначенный для приема, хранения, перевозки и отгрузки сжиженного природного газа потребителю.

3.24 **площадка слива-налива (для объектов малотоннажного производства и потребления сжиженного природного газа)**: Часть территории объекта производства или потребления сжиженного природного газа, предназначенная для размещения передвижных заправщиков сжиженного природного газа при проведении сливо-наливных операций.

3.25 **природный газ**: Газообразная смесь, состоящая из метана и более тяжелых углеводо-

родов, азота, диоксида углерода, водяных паров, серосодержащих соединений, инертных газов.

Примечания

1 Метан является основным компонентом природного газа.

2 Природный газ обычно содержит также следовые количества других компонентов.

[ГОСТ Р 53521-2009, статья 2]

3.26 **регазификация (сжиженного природного газа)**: Перевод сжиженного природного газа в газообразное состояние путем его нагревания и испарения.

3.27 **сжиженный природный газ;** СПГ: Природный газ, сжиженный после переработки с целью хранения или транспортирования.

[ГОСТ Р 53521-2009,статья 5]

3.28 **система хранения сжиженного природного газа**: Несколько криогенных резервуаров с общей газогидравлической схемой (и системой управления) для приема, хранения, выдачи и газификации сжиженного природного газа.

3.29 **сливная колонка (для объектов малотоннажного производства и потребления сжиженного природного газа)**: Устройство для подключения транспортных передвижных заправщиков для слива сжиженного природного газа из криогенных резервуаров или в криогенные резервуары.

3.30 **станция для производства сжиженного природного газа**: Самостоятельный объект производства сжиженного природного газа, предназначенный для сжижения природного газа, поступающего из магистрального газопровода или технологического газопровода на промысле по добыче углеводородов.

3.31 **топливно-раздаточная колонка (для объектов малотоннажного производства и потребления сжиженного природного газа); ТРК**: Устройство для подключения криогенных бортовых топливных систем транспортных средств.

4 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

АСУ ТП	автоматизированная система управления технологическими процессами;
ЗИП	запасные части, инструменты и принадлежности;
ИТР	инженерно-технические работники;
КИПиА	контрольно-измерительные приборы и автоматика;
НКПВ	нижний концентрационный предел взрываемости;
НКПРП	нижний концентрационный предел распространения пламени;
ПАЗ	противоаварийная защита;
ПГ	природный газ;
ПДК	предельно допустимая концентрация;
ПЛАС	план локализации и ликвидации аварийных ситуаций;
ПЛЛ	план локализации и ликвидации пожароопасных ситуаций и пожаров;
ТС	транспортное средство;
ТУ	технические условия;
ТЭД	технико-эксплуатационная документация;
УСПГ	установка сжижения природного газа.

5 Классификация и состав объектов малотоннажного производства и потребления сжиженного природного газа

5.1 Объекты малотоннажного производства и потребления СПГ являются опасными производственными объектами в соответствии с Федеральным законом [2].

5.2 Специфические особенности объектов малотоннажного производства и потребления СПГ различного назначения (криогенные станции для заправки СПГ автотранспорта, железнодорожного, водного, авиационного транспорта и др.) могут рассматриваться в отдельных нормативных документах.

5.3 Объекты малотоннажного производства и потребления СПГ по своему назначению разделяются на:

- комплексы для производства СПГ, которые расположены на автогазонаполнительных компрессорных станциях, на газораспределительных и компрессорных станциях магистральных газопроводов;
- станции для производства СПГ, расположенные на магистральных трубопроводах, газопроводах-отводах и на промыслах по добыче углеводородов;

- станции заправки потребителей СПГ КриоГЗС или регазифицированным СПГ давлением свыше 0,6 МПа КриоГНС;
- станции снабжения потребителей регазифицированным СПГ давлением до 0,6 МПа включительно КриоСГ.

Допускается совмещение на одном объекте нескольких функций (производство и заправка автотранспорта СПГ, заправка автотранспорта сжиженным и компримированным газом и др.).

5.4 В состав объектов производства СПГ может входить следующее основное технологическое оборудование, системы, блоки и сооружения:

- блок подготовки газа, включая системы очистки и осушки исходного природного газа;
- блок компримирования ПГ;
- установка сжижения ПГ;
- криогенные резервуары;
- криогенные насосы для перекачки СПГ;
- площадка слива-налива СПГ из резервуаров в ПЗ СПГ;
- система газоподготовки, включая запас инертного газа;
- система газосброса;
- трубопроводы и арматура обвязки технологического оборудования;
- узел замера газа;
- система контроля, управления и противоаварийной защиты;
- система водоснабжения и канализации;
- система тепло- и энергоснабжения, включая автономную котельную и автономный электрогенератор на жидком или газовом топливе;
- система штатного и аварийного освещения;
- система пожарной сигнализации и пожаротушения;
- система связи;
- производственный корпус с операторной и газоанализаторной;
- вспомогательные здания, сооружения и системы;
- система охраны.

5.5 В состав объекта потребления СПГ может входить следующее основное технологическое оборудование, системы, блоки и сооружения:

- криогенные резервуары СПГ;
- криогенные насосы для перекачки СПГ;
- площадка слива-налива СПГ из ПЗ СПГ в криогенный резервуар;
- система регазификации СПГ давлением до 0,6 МПа, включая испарители;
- система регазификации СПГ давлением свыше 0,6 МПа, включая аккумулятор и сосуд газа высокого давления, криогенный насос высокого давления и испарители;
- заправочная площадка с ТРК для заправки транспортных средств СПГ из криогенного резервуара;
- заправочная площадка с газозаправочной колонкой для заправки транспортных средств регазифицированным компримированным газом;
- система газоподготовки, включая запас инертного газа;
- система газосброса;
- трубопроводы и арматура обвязки технологического оборудования;
- узел замера регазифицированного СПГ;
- системы контроля, управления и противоаварийной защиты;
- система тепло- и энергоснабжения, включая автономную котельную и автономный электрогенератор на жидком или газовом топливе;
- система водоснабжения и канализации;
- система штатного и аварийного освещения;
- система пожарной сигнализации и пожаротушения;
- система связи;
- производственный корпус с операторной и газоанализаторной;
- вспомогательные здания, сооружения и системы;
- система охраны.

6 Нормы и требования безопасности при проектировании

6.1 Требования к разработке генерального плана

6.1.1 При разработке генеральных планов ОПр и ОП СПГ следует руководствоваться Сводом правил [3], Федеральным законом [4], нормативными документами по пожарной безопасности и требованиями настоящего стандарта.

6.1.2 Сооружения и технологическое оборудование ОПр и ОП СПГ должны располагаться на отдельных площадках (или выделенных зонах) в соответствии с нормативными документами по пожарной безопасности.

6.1.3 Минимальные расстояния от криогенных резервуаров, входящих в состав ОП СПГ (в том числе от ПЗ СПГ около ТРК), до зданий и сооружений, не относящихся к этим объектам, а также минимальные расстояния от криогенных резервуаров до других технологических блоков или оборудования, входящих в состав ОП СПГ, следует принимать в соответствии с нормативными документами по пожарной безопасности.

6.1.4 Ограждение территории ОПр и ОП СПГ выполняется согласно Руководящему документу [5] .

6.1.5 Санитарно-защитная зона ОПр и ОП СПГ выбирается в соответствии с Санитарно-эпидемиологическими правилами и нормативами [6], при этом допускается относить малотоннажные ОПр и ОП СПГ к классу III как для газораспределительных станций магистральных трубопроводов с одоризационными установками меркаптана и газонаполнительных (газозаправочных) станций с компрессорами на открытой площадке.

6.1.6 Для ТРК и сливных колонок, установленных на площадке налива и слива СПГ, следует предусматривать защиту от наезда автомобилей.

6.1.7 Технические средства организации дорожного движения автотранспорта выполняются в соответствии с ГОСТ Р 52289 и ГОСТ Р 52290.

6.1.8 Генеральный план ОПр и ОП СПГ должен включать зону для стоянки ожидающих заправки транспортных средств, передвижных заправщиков, регазификационных и газонаполнительных установок.

6.2 Требования к категорированию помещений, зданий и наружных технологических установок по взрыво- и пожарной опасности

Категории помещений, зданий и наружных технологических установок устанавливаются в соответствии с требованиями нормативных документов по пожарной безопасности.

6.3 Требования к категорированию взрывоопасности технологических установок

6.3.1 ОПр и ОП СПГ могут включать следующее технологическое оборудование и системы, которые содержат СПГ или ПГ (см. таблица 1).

Таблица 1 – Технологическое оборудование ОПр и ОП СПГ, содержащее СПГ или ПГ

Наименование объекта	Технологическое оборудование и системы, в которых обращаются СПГ или ПГ
Объекты производства СПГ	Оборудование для компримирования природного газа Оборудование для подготовки газа, включая системы очистки и осушки исходного природного газа Оборудование для сжижения природного газа, включая машинное оборудование Криогенные резервуары СПГ, включая криогенные насосы для перекачки СПГ Система слива-налива СПГ Криогенные резервуары СПГ, включая криогенные насосы для перекачки СПГ Система слива-налива СПГ из передвижного заправщика в стационарный резервуар Система для заправки транспортных средств СПГ из стационарного резервуара Система регазификации СПГ давлением свыше 0,6 МПа, включая насос высокого давления Система регазификации СПГ давлением до 0,6 МПа

6.3.2 Организация должна проводить оценку энергетического уровня каждого вида технологического оборудования и определить расчетным путем категорию его взрывоопасности в соответствии с Правилами безопасности [1].

6.4 Требования к конструкции зданий и сооружений

6.4.1 Проектирование зданий и сооружений осуществляется в соответствии с требованиями Сводов правил [7], [8].

6.4.2 Здания, к которым подводится технологический трубопровод с ПГ, должны иметь фонари, дефлекторы и другие устройства для удаления ПГ из-под верхнего перекрытия. Образование зон застоя

под конструктивными элементами перекрытий не допускается.

6.4.3 Лестницы и эвакуационные выходы должны соответствовать требованиям нормативных документов по пожарной безопасности.

6.4.4 Проектирование защиты от коррозии подводящего ОПр и отводящего газопровода ОП должно осуществляться в соответствии с ГОСТ Р 51164, подземных сооружений ОП и ОПр в соответствии с ГОСТ 9.602, при этом должно быть предусмотрено электрическое разъединение изолированных подводящих и отводящих подземных газопроводов от неизолированных заземленных сооружений ОП и ОПр.

6.5 Требования к строительной части

6.5.1 При проектировании общеинженерных систем и коммуникаций следует руководствоваться Сводами правил и Строительными нормами и правилами [9] – [14], а также требованиями настоящего стандарта.

6.5.2 Резервуары с СПГ должны устанавливаться в ограждении. Требования к ограждению должны соответствовать нормативным документам по пожарной безопасности.

6.5.3 При проектировании необходимо исключить возможность разрушения опор резервуара при проливе СПГ в ограждение.

6.5.4 При размещении насосов и испарителей около резервуара допускается их размещение в общем ограждении вместе с резервуаром.

6.5.5 Фундаменты под криогенные резервуары должны быть не менее чем на 0,2 м выше прилегающей площадки, размер фундамента в плане должен во все стороны превышать размер резервуара на 0,5 м с уклоном 2 градуса наружу.

6.5.6 Бетонные и железобетонные строительные конструкции, которые могут подвергаться действию СПГ, выполняются из бетона класса В25, марки W6 по водонепроницаемости и марки Р300 по морозостойкости.

6.5.7 Материал для приготовления бетона должен отвечать требованиям ГОСТ 26633.

6.5.8 Покрытия пешеходных дорожек, отмосток зданий, автомобильных дорог и других транспортных сооружений на территории ОП и ОПр СПГ должны быть выполнены из негорючих материалов. Покрытия площадок налива не должны изменять своих конструктивных свойств под воздействием пролитого на них СПГ.

6.5.9 Необходимо исключить возможный контакт СПГ с конструктивными элементами оборудования, неработоспособными при температурах ниже минус 70 °С, как в рабочих условиях, так и в аварийных ситуациях.

6.5.10 Не допускается устройство навесов над заправочными площадками с непроветриваемыми объемами (пазухами, карманами).

6.5.11 В помещениях категории А допускается применять воздушное отопление, совмещенное с воздушной вентиляцией.

6.6 Требования к технологическому оборудованию

6.6.1 Обоснования для выбора оборудования и материалов

6.6.1.1 Технические устройства (машины, аппараты, трубопроводная арматура, средства защиты, измерений, контроля, управления, связи и автоматики и т.д.), в том числе иностранного производства, в установленном в Российской Федерации порядке подлежат подтверждению соответствия согласно Федеральному закону [2].

6.6.1.2 Оборудование, трубопроводная арматура, средства защиты, измерений, контроля, управления, связи и автоматики должны иметь разрешительные документы в соответствии с действующим законодательством.

6.6.1.3 Применение в проектах ОПр и ОП криогенного оборудования, предназначенного для иных, чем СПГ, криогенных жидкостей, допускается только после проведения регламентированных процедур организациями, аккредитованными на эту деятельность.

6.6.1.4 Для технологического оборудования и трубопроводной арматуры должны быть установлены показатели надежности и показатели безопасности, предусмотренные нормативными и техническими документами или ТУ на изделие.

6.6.1.5 Если при комплектации объекта предполагается использование оборудования, выработавшего срок службы, то необходимо проведение технического диагностирования оборудования специализированной экспертной организацией с выдачей заключения о возможности продления назначенного срока эксплуатации оборудования и плана мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации оборудования на продлеваемый период в соответствии с приказом Минприроды России [15].

6.6.2 Специальные требования к оборудованию

6.6.2.1 Все технологическое оборудование ОПр и ОП СПГ предпочтительно размещать на открытых площадках, в контейнерах или применять блочно-модульную компоновку.

6.6.2.2 Обвязка трубопроводами технологических аппаратов, оборудования, содержащих горючие газы, должна предусматривать возможность подачи инертного газа для продувки и подготовки оборудования и трубопроводов к ремонту, а также при необходимости подвода и отвода среды для проведения испытаний, предусмотренных эксплуатационной документацией на оборудование.

6.6.2.3 Технологические схемы основного оборудования по производству СПГ должны обеспечивать возможность аварийного отключения каждого технологического элемента с помощью системы ПАЗ.

6.6.2.4 Конструктивное исполнение оборудования ОПр и ОП должно соответствовать климатическому району эксплуатации согласно ГОСТ 15150 и иметь надежную защиту от наружной и внутренней коррозии.

6.6.3 **Требования к криогенным резервуарам**

6.6.3.1 Конструкция и обвязка криогенного резервуара должны обеспечивать выполнение следующих технологических операций:

- прием СПГ в резервуары из установки сжижения или из ПЗ СПГ;
- выдачу СПГ из резервуаров в ПЗ СПГ, в другие резервуары, на регазификацию и (или) в систему налива СПГ в транспортные средства;
- отбор проб для определения состава СПГ;
- подачу в резервуар азота (продувка), природного газа (предварительное охлаждение, отогрев) и СПГ (предварительное охлаждение и заполнение);
- сброс паров СПГ из резервуаров через газосбросной трубопровод и предохранительные клапаны;
- опорожнение резервуара.

6.6.3.2 Криогенные резервуары, транспортные и стационарные, должны изготавливаться в соответствии с Правилами безопасности [16].

6.6.3.3 В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации [17] температура металлических поверхностей оборудования при наличии возможного (непреднамеренного) контакта открытого участка кожи человека с ними должна быть не ниже 4 °С или не выше 40 °С или иметь соответствующее ограждение.

6.6.3.4 При проектировании ОПр и ОП СПГ рекомендуется использовать однотипные криогенные резервуары равного объема.

6.6.3.5 Криогенный резервуар должен быть заземлен в соответствии с ГОСТ 12.4.124.

6.6.3.6 В соответствии с Руководящими документами [18], [19] вертикальные криогенные резервуары могут использоваться как устройства молниезащиты при наличии в техническом паспорте на резервуар информации о том, что данный резервуар может быть использован в качестве устройства молниезащиты.

6.6.3.7 Пропускная способность предохранительных клапанов должна обеспечивать расход сброса паров СПГ, образующихся в следующих аварийных случаях:

- при нагреве стенки кожуха до 600 °С;
- при полной потере вакуума в изоляционной полости или разрушения теплоизоляции;
- при заклинивании регулятора давления в открытом положении. Величина требуемой пропускной способности определяется по формулам, приведенным в ГОСТ 12.2.085.

6.6.3.8 ПЗ СПГ, которые эксплуатируются на объектах производства и потребления, должны отвечать требованиям ДОПОГ [20].

6.6.3.9 Конструкция или требования к установке горизонтальных резервуаров должны обеспечивать уклон от 0,2 % до 0,3 % (от 2 до 3 мм на метр) в сторону сливного патрубка.

6.6.3.10 В конструкции криогенных резервуаров необходимо предусматривать устройства подачи СПГ при заполнении как в верхнюю часть резервуара («на уровень»), так и в нижнюю часть («под уровень»).

6.6.3.11 В пневмогидравлической схеме криогенного резервуара или системы хранения СПГ должны быть предусмотрены противоаварийные устройства (система ПАЗ), обеспечивающие контроль давления и уровня СПГ в резервуаре, исключение перелива резервуара при заправке (отсекающий клапан с дистанционным автоматическим управлением), сигнализация (световая, звуковая) максимального и минимально допустимого давления, дистанционное отключение выдачи СПГ (отсекающий клапан с дистанционным автоматическим управлением). Контроль параметров должен осуществляться как местными, так и дистанционными (из операторной) средствами. Допускается также оснащение дистанционной системой контроля вакуума в вакуумной изоляционной полости стационарного резервуара.

6.6.3.12 На линии газосброса криогенных резервуаров должно быть установлено регулирующее устройство, препятствующее падению давления в резервуаре ниже заданного оператором. При этом необходимо предусматривать функцию нерегулируемого сброса давления с помощью устройства, оснащенного ручным приводом.

6.6.4 **Требования к трубопроводам и арматуре объектов**

6.6.4.1 Конструкция и эксплуатация трубопроводов ОПр и ОП СПГ должны соответствовать Стандарту Ассоциации [21].

6.6.4.2 Криогенные трубопроводы в соответствии со Стандартом Ассоциации [21] относятся к группе Б (а) категории 1.

6.6.4.3 Конструкционные материалы для изготовления оборудования и трубопроводов выбирают в соответствии с Правилами безопасности [16] и Стандартом Ассоциации [21].

6.6.4.4 Криогенные трубопроводы необходимо проектировать с уклонами, обеспечивающими опорожнение их при остановке. Уклоны трубопроводов должны составлять не менее 0,2 % в сторону опорожнения.

6.6.4.5 Криогенные трубопроводы не должны иметь фланцевых или других разъемных соединений. Фланцевые соединения допускаются только в местах установки арматуры или подсоединения трубопроводов к аппаратам.

6.6.4.6 Резьбовые соединения допускается применять только для вспомогательных трубопроводов внутренним диаметром не более 20 мм и не предназначенных для транспортирования СПГ и его паров.

6.6.4.7 Для выполнения операций слива-налива в ПЗ СПГ или криогенные бортовые топливные системы транспортных средств, а также для выполнения вспомогательных операций (продувка участков трубопроводов, насосов, освобождение трубопроводов от остатков СПГ) разрешается применение гибких соединений – металлорукавов. Металлорукава подбираются с учетом свойств СПГ при рабочих параметрах.

6.6.4.8 Для защиты от пролива СПГ при аварийных повреждениях соединительных металлорукавов в сливной и топливно-раздаточной колонках, а также на линии выдачи ПЗ СПГ должны устанавливаться скоростные клапаны или быстродействующая отсечная арматура системы ПАЗ.

6.6.4.9 Присоединительные узлы ПЗ СПГ к стационарным трубопроводам объектов должны быть гибкими, обеспечивать вертикальное перемещение цистерны на своей подвеске, удобство подключения стыковочного узла и его герметичность.

6.6.4.10 Металлорукава, применяемые при сливных и наполнительных операциях, не должны иметь трещин, надрезов и вздутий. При наличии на рукавах одного из указанных дефектов рукава заменяются новыми.

6.6.4.11 Каждый рукав должен иметь бирку, на которой должны быть обозначены: порядковый номер, даты проведенного (месяц, год) и последующего гидравлического испытания (месяц, год). Рукава испытываются совместно с технологическими трубопроводами.

6.6.4.12 В начальных и конечных точках трубопровода должны быть предусмотрены штуцера с арматурой и заглушкой для продувки его инертным газом. Подвод инертного газа должен производиться с помощью съемных участков трубопроводов или гибких шлангов. По окончании продувки съемные участки или шланги должны быть сняты, а на штуцера установлены заглушки.

6.6.4.13 Свечи и трубы газосброса от предохранительных клапанов в нижних точках должны иметь отверстия и штуцера с арматурой либо другие устройства, обеспечивающие возможность удаления жидкости, образовавшейся в результате конденсации, в специальную емкость.

6.6.4.14 Необходимость применения арматуры с дистанционным или ручным приводом определяется проектом и наличием в нем системы ПАЗ. Дистанционное управление запорной арматурой следует располагать в пунктах управления, операторных и других безопасных местах. В указанных помещениях должна предусматриваться индикация конечных положений приводов запорной арматуры («открыто — закрыто»).

6.6.4.15 Требования к запорной арматуре системы ПАЗ определяются согласно Правилам безопасности [1]. Арматура системы ПАЗ должна быть конструктивного исполнения «Нормально закрытая».

6.6.4.16 Присоединительные штуцера вентилей слива и налива должны иметь левую резьбу.

6.6.4.17 Регулирующие клапаны, обеспечивающие параметры непрерывного технологического процесса, должны снабжаться обводной (байпасной) линией с запорными устройствами или ручным дублером. Если ручное регулирование не допускается, то на байпасной линии устанавливается клапан с дистанционным управлением.

6.6.4.18 Применяемая запорная арматура должна иметь герметичность затворов не ниже класса В по ГОСТ Р 54808.

6.6.4.19 На нагнетательных линиях компрессорных установок и криогенных насосов должна предусматриваться установка обратных клапанов. Обратный клапан устанавливается между нагнетателем и запорной арматурой.

6.6.4.20 Для выполнения вспомогательных операций типа продувки участков трубопроводов, освобождения трубопроводов от остатков СПГ необходимо предусматривать специальные трубопроводы и арматуру.

6.6.4.21 Для защиты от повышения давления на все отключаемые участки трубопроводов жидкой фазы параллельно запорному устройству следует предусматривать установку предохранительного или

обратного клапанов.

6.6.4.22 Прокладку трубопроводов следует предусматривать надземной на опорах высотой не менее 0,5 м от уровня земли. Допускается прокладка трубопроводов по наружным стенам основных зданий производственной зоны ОП СПГ на расстоянии 0,5 м выше или ниже оконных и на 0,5 м выше дверных проемов. В этих случаях размещать арматуру и фланцевые соединения над или под проемами не допускается.

6.6.4.23 Криогенные трубопроводы с вакуумной изоляцией допускается прокладывать под землей или в траншеях с газопроницаемым перекрытием.

6.6.4.24 Трубопроводы должны монтироваться на опорах или подвесках. Опоры и подвески следует располагать по возможности ближе к сосредоточенным нагрузкам, арматуре, фланцам, фасонным деталям и т.п.

6.6.4.25 Опоры и подвески следует располагать на расстоянии не менее 50 мм от сварных швов для труб диаметром до 50 мм включительно и не менее 200 мм для труб диаметром свыше 50 мм.

6.6.4.26 Опоры и подвески должны быть рассчитаны на вертикальные нагрузки от массы трубопровода с транспортируемой средой (или водой при гидроиспытании), изоляции, льда при обледенении, а также нагрузки, возникающей при термическом расширении трубопровода.

6.6.4.27 Компенсация температурных деформаций должна обеспечиваться за счет поворотов и изгибов трассы трубопроводов. При невозможности ограничиться самокомпенсацией на трубопроводах должны устанавливаться дополнительные П-образные или сильфонные компенсаторы.

6.6.4.28 Расчет П-образных, Г-образных и Z-образных компенсаторов следует производить в соответствии с требованиями Строительных норм и правил [22].

6.6.4.29 Тепловая изоляция трубопроводов должна соответствовать требованиям Свода правил [23].

6.6.4.30 При установке сборных термоизоляционных конструкций проектом тепловой изоляции должны предусматриваться тщательное уплотнение всех мест соединений отдельных элементов и герметизация швов.

6.6.4.31 Трубопроводы должны быть заземлены в соответствии с ГОСТ 12.4.124.

6.6.4.32 Трубопроводы ОПр и ОП должны иметь опознавательную окраску и маркировку согласно ГОСТ 14202.

6.6.5 **Требования к испарителям для регазификации СПГ**

6.6.5.1 Для регазификации СПГ на ОП следует применять атмосферные испарители и/или испарители с теплоносителем.

6.6.5.2 Атмосферные испарители представляют собой комплект воздушных теплообменных панелей специальной конструкции с параллельно-последовательным коллектированием. Теплообменная поверхность испарителя определяется расчетным путем из условия, что разность температур ПГ и окружающей среды на выходе из испарителя не превышает 20 °С.

6.6.5.3 В зимний период для подогрева регазифицированного СПГ необходимо предусматривать в системе газификации дополнительные подогреватели газа с использованием внешнего источника тепла для поддержания температуры ПГ в пределах допустимого диапазона, регламентированного для трубопровода потребления, независимо от температуры окружающей среды. Подогреватель должен обеспечивать выдачу потребителю ПГ с необходимой температурой независимо от температуры окружающей среды.

6.6.5.4 Атмосферные (продукционные) испарители должны иметь резервирование в количестве, не меньшем, чем предусмотрено расчетом для осуществления периодических переключений с одного испарителя на другой при обмерзании поверхностей.

6.6.5.5 При использовании испарителей с теплоносителем необходимо исключить возможность замерзания теплоносителя при прекращении обогрева.

6.6.5.6 Трубопровод на выходе из атмосферного испарителя должен оснащаться отключающим устройством, защищающим трубопроводы для «теплого» ПГ от несанкционированной подачи в них ПГ низкой температуры (ниже минус 70 °С).

6.6.5.7 Испарители следует размещать на отдельной бетонированной площадке объекта с соблюдением противопожарных разрывов между зданиями и сооружениями. При размещении испарителей около резервуара допускается их размещение в общем ограждении вместе с резервуаром.

6.6.5.8 Допускается ограждать испарители металлической сеткой.

6.6.5.9 На площадках, где устанавливаются испарители, не должно быть водопроводных, канализационных и других обслуживаемых колодцев.

6.6.5.10 Испарители со сторонним теплоносителем вместе со шкафами управления допускается размещать в помещении около потребителя ПГ.

6.6.5.11 Испарители должны оборудоваться предохранительными клапанами. Трубопровод на выходе из теплообменника может оснащаться дистанционными приборами контроля давления,

температуры и расхода, а также дистанционными отсечными клапанами. Необходимость установки приборов и предохранительных клапанов определяется проектом.

6.6.5.12 Отключающие задвижки, узлы трубной обвязки и предохранительные клапаны, установленные до этих задвижек, должны соответствовать условиям работы с СПГ при температуре до минус 162 °С (температура кипения СПГ при атмосферном давлении).

6.6.5.13 Допускаются продувки испарителей вместе с трубопроводами ПГ под давлением не выше рабочего значения со сбросом газа на свечу и контролем содержания кислорода в продувочном газе.

6.6.5.14 Предохранительные клапаны на испарителях должны быть рассчитаны на полную расчетную производительность по ПГ, давление срабатывания должно превышать рабочее давление на 10 %.

6.6.6 **Требования к системе газосброса**

6.6.6.1 На ОПр и ОП должен быть предусмотрен организованный сброс паров СПГ и ПГ. К системе газосброса должны быть подведены все постоянные и временные возможные источники выбросов паров СПГ и ПГ в атмосферу, возникающие при регламентных, аварийных и прочих режимах работы.

6.6.6.2 Неиспарившиеся остатки должны направляться в емкости для временного хранения, расположенные на территории ОП и ОПр, в соответствии с Санитарно- эпидемиологическими правилами и нормативами [24] с последующим вывозом. Утилизация высококипящих компонентов, выделяемых в жидкой фазе на ОПр и ОП СПГ, нецелесообразна.

6.6.6.3 Перечень основных сбросов паров СПГ и ПГ на ОПр и ОП СПГ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Основные сбросы паров СПГ и ПГ на ОПр и ОП СПГ

Вид сброса газа	Характер сброса	Примечание
Сброс холодных паров при заправке резервуаров, ПЗ СПГ	Периодический	-
Сброс теплого газа при отогреве и регенерации систем очистки и осушки на входе в УСПГ	Постоянный	-
Сброс холодных паров из резервуаров, ПЗ СПГ, транспортных средств, трубопроводов через предохранительные клапаны при превышении рабочего давления во время проведения технологических операций	Периодический	-
Сброс холодных паров из резервуаров, ПЗ СПГ, транспортных средств, трубопроводов через предохранительные клапаны при превышении рабочего давления в аварийных ситуациях	Аварийный	-
Сброс пара и жидкости из заправочных коммуникаций после окончания заправки (слив жидкости из шланга)	Периодический	Возможен подогрев газа и испарение жидкости
Утечки холодных паров из насосов (имеется подогрев), теплого газа из компрессорных установок	Постоянно при работе насосов и компрессорных установок	Утечки из насоса, как правило, подогреваются
Сброс газа при вспомогательных операциях (продувка, полоскание)	Периодический	-
Сброс высококипящих компонентов из УСПГ, выделившихся в процессе сжижения природного газа, в сжиженном или газообразном состоянии	Постоянно при работе УСПГ	Необходимо испарять жидкую фазу

6.6.6.4 Организация сброса паров СПГ и ПГ на ОПр и ОП должна соответствовать требованиям нормативных документов по пожарной безопасности.

6.6.6.5 Пропускную способность общих газосбросных систем следует рассчитывать на следующие расходы ПГ и паров СПГ:

- при постоянных и периодических сбросах – на сумму периодических (с коэффициентом 0,2) и постоянных сбросов от всех подключенных технологических установок, но не менее чем на сумму постоянных сбросов и максимального периодического сброса (с коэффициентом 1,2) от установки с наибольшей величиной этого сброса;
- при аварийных сбросах – на сумму аварийных сбросов (с коэффициентом 0,25) от всех подключенных установок, но не менее чем на величину аварийного сброса (с коэффициентом 1,5) от установки с наибольшей величиной этого сброса.

Допускается рассчитывать пропускную способность на сумму аварийных сбросов от всех подключенных технологических установок при аварийных, постоянных и периодических сбросах на сумму всех видов сбросов.

6.6.6.6 Пропускную способность отдельных газосбросных систем следует рассчитывать на сумму постоянных сбросов от всех подключенных технологических блоков и аварийного сброса от одного блока с наибольшей величиной этого сброса.

6.6.6.7 Для предупреждения образования в сбросной трубе взрывоопасных смесей и условий для распространения пламени внутри стояка следует использовать огнепреградители по ГОСТ Р 53323, карманные устройства, а также продувку инертным газом.

6.6.6.8 Для воспламенения сбросных газов и обеспечения стабильного горения ствол свечи должен быть оборудован дистанционным электрозапальным устройством первой категории надежности электроснабжения, подводящими трубопроводами «теплого» ПГ и дежурными горелками с запальниками.

6.6.6.9 Системы газосброса ПГ и паров СПГ на факел и на свечу должны выполняться из конструкционных материалов, которые могут работать в условиях низких температур (до минус 162 °С).

6.6.7 Требования к автоматизированным системам управления технологическими процессами, контрольно-измерительным приборам и автоматике

6.6.7.1 ОПр и ОП СПГ должны быть оснащены системами контроля, автоматического регулирования, автоматизированного управления, ПАЗ, связи и оповещения об аварийных ситуациях.

6.6.7.2 Эти системы должны обеспечивать безопасное ведение технологических операций на объектах, дистанционное управление оборудованием, предупреждение персонала об отклонениях от нормы или достижении опасных (предельно допустимых) значений основных технологических параметров, о возникновении аварийной ситуации (пожар, загазованность и др.).

6.6.7.3 АСУ ТП и система ПАЗ ОПр и ОП СПГ должны быть спроектированы в соответствии с Правилами безопасности [1], ПУЭ [25], ГОСТ 24.104.

6.6.7.4 Система противоаварийной автоматической защиты на ОПр и ОП СПГ должна обеспечивать аварийную остановку комплекса в случаях:

- возникновения пожара;
- падения давления управляющего газа при использовании пневмоприводной отсечной арматуры в системе ПАЗ;
- превышения предельного уровня СПГ в любом криогенном резервуаре;
- отключения электроснабжения комплекса;
- срабатывания датчиков загазованности в помещениях комплекса СПГ, рабочей зоне криогенных резервуаров (в пределах защитного ограждения) или на площадке слива и налива;
- при несанкционированном начале движения любого транспортного средства;
- если оператор комплекса СПГ подал сигнал в целях упреждения нежелательного развития аварийной ситуации или в других непредвиденных аварийных ситуациях.

6.6.7.5 В целях обеспечения безопасной эксплуатации в проекте ОПр СПГ следует предусматривать технологические блокировки на отключение комплекса СПГ в случае падения температуры возвращаемого в подводящий газопровод ПГ с температурой ниже минус 10 °С.

6.6.7.6 АСУ ТП на ОПр должна предусматривать контроль и измерение следующих параметров:

– температуры, давления и расхода ПГ в подводящих к ОПр газопроводах;

– температуры, давления, перепада давления и расхода ПГ в установке сжижения и блоке очистки ПГ.

Измерение компонентного состава ПГ, подаваемого в блок очистки и на выходе из него, а также продукта (СПГ) может проводиться как АСУ ТП, так и лабораторными способами.

6.6.7.7 При проектировании систем КИПиА ОПр и ПЗ СПГ, ОП и ПЗ СПГ, ОП и транспортного средства должна быть предусмотрена возможность их совместной работы. В процессе слива-налива должны контролироваться давление и уровни СПГ как в криогенных резервуарах ОПР и ОП, так и в ПЗ СПГ и бортовых топливных системах транспортных средств.

6.6.7.8 Требования пожарной безопасности к системам контроля и противоаварийной защиты определяются нормативными документами по пожарной безопасности.

7 Организация эксплуатации объектов

7.1 Организация, эксплуатирующая ОПр и ОП СПГ, обязана соблюдать положения Федерального закона [2], других федеральных законов, настоящего документа, иных нормативных правовых актов и нормативных технических документов в области промышленной и пожарной безопасности, инструкций по эксплуатации используемого оборудования.

7.2 Теплофизические свойства СПГ и значения ПДК приведены в приложении А.

7.3 Требования к организации эксплуатации ОПр и ОП СПГ приведены в приложении Б.

8 Требования безопасности при эксплуатации оборудования, зданий и сооружений

8.1 Общие положения

8.1.1 Требования к эксплуатации зданий и сооружений ОПр и ОП приведены в приложении В.

8.1.2 Требования к эксплуатации компрессорных установок и криогенных насосов, электрооборудования, устройств автоматики и контрольно-измерительных приборов, систем отопления и вентиляции приведены в приложениях Г, Д, Е, Ж соответственно.

8.1.3 Порядок консервации, расконсервации и ликвидации ОПр и ОП СПГ приведен в приложении И.

8.1.4 Организация газоопасных и огневых работ осуществляется в порядке, установленном Руководящим документом [26], Типовой инструкцией [27], и приведена в приложении К.

8.1.5 Ввод оборудования ОПр и ОП СПГ в эксплуатацию, порядок эксплуатации и техническое обслуживание осуществляются по инструкциям, утвержденным руководством организации.

8.1.6 Технологическое оборудование, трубопроводы, арматура, электрооборудование, вентиляционные системы, средства измерений, блокировок и сигнализаций ОПр и ОП СПГ должны ежесменно осматриваться в целях обеспечения безопасной и безотказной работы, а также для выявления неисправностей и своевременного их устранения.

8.1.7 Обнаруженные при эксплуатации утечки ПГ и СПГ должны немедленно устраняться. Неисправные агрегаты, резервуары и газопроводы должны быть немедленно отключены.

8.1.8 Неиспарившиеся остатки, полученные после отогрева технологического оборудования и трубопроводов, необходимо сливать в специальную емкость и по мере ее наполнения сдавать их на утилизацию.

8.1.9 Запрещается эксплуатация неисправного оборудования, а также оборудования с отсутствующими необходимыми контрольно-измерительными приборами и предохранительными устройствами.

8.1.10 При работе на объектах персоналу запрещается отключение средств и систем автоматизации, сигнализации и защиты без разрешения технического руководителя объекта.

8.1.11 При отсутствии дублирующих устройств не допускаются снятие и проверка КИПиА, регулирующих и других устройств на работающих аппаратах и коммуникациях.

8.1.12 Эксплуатация объектов допускается только при исправных и включенных системах обеспечения взрывопожаробезопасности, в том числе при включенных системах блокировок технологического оборудования с системами контроля газовой среды, системами вентиляции и оповещения людей об опасности и отсутствии открытых источников воспламенения.

8.1.13 Площадки ОПР и ОП СПГ должны быть ограждены и обозначены знаками.

8.1.14 На объектах должны быть размещены надписи красными буквами на белом фоне высотой 15 см или нанесены знаки безопасности по ГОСТ Р 12.4.026 «Газ горючий», «Запрещается пользоваться открытым огнем», «Не курить», «Заглушить двигатель».

8.1.15 Запрещается движение транспорта без искрогасителей по территории объектов, за исключением вспомогательной зоны и зоны выдачи СПГ.

8.1.16 При остановке на ремонт систем и агрегатов с СПГ или ПГ или при возникновении аварийной ситуации следует строго руководствоваться указаниями технологического регламента и инструкциями по охране труда и промышленной безопасности.

8.2 Требования к эксплуатации резервуаров для хранения и выдачи сжиженного природного газа

8.2.1 При эксплуатации ОПр и ОП должно осуществляться техническое обслуживание и техническое освидетельствование резервуаров. Сроки и порядок технического освидетельствования резервуаров, а также необходимость их досрочного освидетельствования определяются в соответствии с требованиями Правил безопасности [16].

8.2.2 При техническом обслуживании резервуаров необходимо выполнять ежесменный осмотр резервуаров и арматуры в целях выявления и устранения неисправностей и утечек газа. Утечки газа, возникающие в процессе эксплуатации, должны немедленно устраняться.

8.2.3 Информацию об обнаруженных при техническом обслуживании неисправностях следует записывать в эксплуатационную документацию. В случае обнаружения неисправностей, которые могут привести к нарушению технологических процессов, следует принять меры, предусмотренные производственными (технологическими) инструкциями.

8.2.4 При эксплуатации криогенных резервуаров с СПГ не допускается их полное опорожнение (т. е. необходимо, чтобы в резервуаре находилось не менее 5 % от номинального уровня наполнения ре-

зервуара СПГ), за исключением случаев, когда опорожнение производится для очистки криогенных резервуаров, проверки состояния их внутренних стенок, выполнения ремонтных работ.

8.2.5 Полное освобождение криогенного резервуара от СПГ (опорожнение) выполняется в следующих случаях:

- при подготовке криогенного резервуара к регламентным и запланированным ремонтным работам;
- при аварийной остановке криогенного резервуара;
- при возникновении внешней угрозы его повреждения (экстренное опорожнение при получении предупреждения о стихийном бедствии, при возникновении техногенной катастрофы в районе размещения объекта ОПр и ОП и т. п.).

8.2.6 Аварийная остановка резервуара (вывод резервуара из эксплуатации) производится в случаях, предусмотренных в Правилах безопасности [16], а также:

- при нарушении работы отсечного автоматического или ручного клапана на линии слива-налива резервуара;
- при нарушении герметичности коммуникаций между резервуаром и отсечным клапаном;
- при нарушении работы регулятора давления или вентиля подачи жидкости в испаритель криогенного резервуара;
- при разгерметизации вакуумного теплоизоляционного пространства резервуара.

8.2.7 Если неисправности не могут быть устранены из-за наличия СПГ в резервуаре, то производится аварийное освобождение резервуаров.

8.2.8 Аварийное освобождение технологических блоков и емкостного оборудования от СПГ может осуществляться в свободные или частично заполненные резервуары системы хранения СПГ, в ПЗ СПГ, а также путем испарения жидкости в испарителе и сбросом ПГ в газопровод, в систему газосброса или использования для собственных нужд организации.

8.2.9 Порядок аварийной остановки резервуара и последующего ввода его в работу должен быть указан в инструкции по безопасной эксплуатации резервуара. До начала производства работ резервуар должен быть отделен от других резервуаров заглушками или отсоединен. Отсоединенные трубопроводы должны быть также заглушены.

8.2.10 Полный наружный осмотр резервуаров с арматурой и КИПиА в рабочем состоянии с записью в эксплуатационную документацию проводится лицом, ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию сосудов, работающих под давлением, не реже одного раза в 3 месяца.

8.3 Требования к эксплуатации испарительных установок

8.3.1 При эксплуатации испарительных установок необходимо соблюдать требования производственных инструкций и инструкций заводов-изготовителей.

8.3.2 При работе атмосферных испарителей необходимо один-два раза в смену очищать теплообменные поверхности капроновой щеткой от инея; при непрерывной работе своевременно отключать поочередно испарители на естественный или принудительный отогрев, не допуская чрезмерного обмерзания теплообменных поверхностей. Использование других инструментов для очистки панелей не допускается.

8.3.3 При длительной остановке испарительных установок с теплоносителем (горячая вода), размещенных на открытом воздухе, необходимо освобождать их от воды, чтобы исключить ее замерзание.

8.3.4 Для удаления твердых отложений с внутренней поверхности испарителей методом циркуляции растворителя должны применяться передвижные установки. Периодичность и параметры этого процесса должны быть приведены в технологическом регламенте объекта.

8.3.5 Техническое обслуживание газопроводов испарителей включает в себя ежесменный осмотр и техническое обследование один раз в 5 лет.

8.3.6 Техническое обслуживание измерительных приборов и средств автоматики испарителей выполняется по нормам и срокам эксплуатационных инструкций заводов-изготовителей, но не реже одного раза в 2 года.

8.3.7 Эксплуатация испарителей запрещается в следующих случаях:

- при повышении или понижении давления жидкой или паровой фаз выше или ниже установленных норм;
- при неисправности предохранительных клапанов;
- при неисправности КИПиА или их отсутствия (если они предусмотрены проектом);
- при истечении срока аттестации КИПиА и предохранительных клапанов;
- при неполном количестве или неисправности крепежных деталей;
- при обнаружении утечки СПГ и ПГ, а также нарушении целостности конструкции испарителя.

8.4 Требования к эксплуатации технологических газопроводов, арматуры и защитных устройств

8.4.1 При технической эксплуатации технологических трубопроводов должны соблюдаться требования Стандарта Ассоциации [21].

8.4.2 Основным методом контроля за надежной и безопасной эксплуатацией технологических трубопроводов является периодическая ревизия, которая проводится в установленном порядке. Результаты ревизии служат основанием для оценки состояния трубопровода и возможности его дальнейшей эксплуатации.

8.4.3 Технологические трубопроводы и арматура, установленная на них, должны осматриваться каждой сменой с целью выявить утечки газа. Эксплуатация трубопроводов с утечкой газа запрещается.

8.4.4 Не допускается подтягивать крепежные детали фланцевых соединений, удалять (менять) болты на газопроводах и оборудовании под давлением.

8.4.5 Обслуживание арматуры должно производиться не реже одного раза в 12 месяцев.

8.4.6 Ревизию и ремонт трубопроводной арматуры, в том числе обратных клапанов, а также приводных устройств арматуры (электро-, пневмо-, гидропривод, механический привод), как правило, производят в период ревизии трубопровода.

8.4.7 Текущий ремонт запорной арматуры должен проводиться не реже одного раза в год. Если заводом-изготовителем определена иная периодичность, то работы должны выполняться в соответствии с инструкцией изготовителя.

8.4.8 Работы по текущему ремонту арматуры следует выполнять бригадой в составе не менее двух рабочих. Графики выполнения работ по текущему ремонту должны быть утверждены техническим руководством эксплуатирующей организации в установленном порядке.

8.4.9 Предохранительные сбросные клапаны должны проверяться:

– кратковременным принудительным открыванием (подрывом) не реже одного раза в месяц;

– в соответствии с инструкцией завода-изготовителя и ГОСТ 12.2.085, если подрыв клапана не предусмотрен.

8.4.10 Проверка параметров настройки клапанов и регулировка должны производиться на стенде или по месту с помощью специального приспособления со следующей периодичностью:

– для предохранительных сбросных клапанов резервуаров – не реже одного раза в 6 месяцев;

– для остальных – при проведении текущего ремонта, но не реже одного раза в 12 месяцев.

8.4.11 Результаты ремонта и настройки предохранительных клапанов, проверки и ремонта арматуры должны быть занесены в эксплуатационную документацию.

8.5 Требования к эксплуатации оборудования для слива-налива сжиженного природного газа

8.5.1 На стенде у колонки выдачи должна быть вывешена эксплуатационная инструкция по наполнению и сливу СПГ из ПЗ СПГ и технологическая схема коммуникаций наполнения и слива с расположением (схемными номерами) арматуры и приборов с указанием их назначения.

8.5.2 Перед операцией наполнения и слива СПГ заземление ПЗ СПГ должно быть присоединено к контуру заземления заправочной станции. После наполнения или слива СПГ заземление ПЗ СПГ необходимо отсоединить от контура заземления станции перед началом движения ПЗ СПГ.

8.5.3 При проведении операции наполнения и слива система противоаварийной защиты ПЗ СПГ должна быть объединена с противоаварийной защитой объекта в целях контроля оператором объекта процесса наполнения, исключения перелива емкостного оборудования и превышения рабочего давления.

8.5.4 Если объединение систем невозможно, то на сливную и (или) топливораздаточную колонку должен быть выведен световой и звуковой сигнал о досрочном прекращении заправки. По этому сигналу оператор ПЗ СПГ должен закрыть отсечной клапан на линии подачи СПГ в ПЗ СПГ.

8.5.5 В процессе наполнения и слива давление в криогенных резервуарах и ПЗ СПГ не должно превышать 0,8 МПа (избыточное).

8.5.6 Длительность пребывания ПЗ СПГ на объекте определяется согласно требованиям нормативных документов по пожарной безопасности.

8.5.7 Во время заправки запрещается подтягивать накидные гайки рукавов, отсоединять рукава, находящиеся под давлением, а также применять ударный инструмент при навинчивании и отвинчивании гаек.

8.5.8 Открывать арматуру следует плавно, не вызывая гидравлических ударов.

8.5.9 Наполнение и слив СПГ из ПЗ СПГ производится, как правило, только в светлое время суток.

8.5.10 Во время грозы операции наполнения и слива должны быть прекращены.

8.6 Требования к отогреву и обезжириванию оборудования систем на ОПр и

8.6.1 Обезжиривание оборудования должно проводиться в соответствии с инструкцией завода-изготовителя.

8.6.2 Отогрев оборудования производится только после полного слива (израсходования) СПГ.

8.6.3 Отогрев резервуаров системы хранения производится до положительной температуры, но не выше расчетной согласно ГОСТ 14249. Отогрев осуществляется для обеспечения возможности проведения контроля за накоплением примесей и для их удаления, восстановления вакуума в изоляционном пространстве резервуаров, ремонта резервуаров систем хранения и их технического освидетельствования.

8.6.4 Периодичность отогрева для восстановления вакуума в изоляционном пространстве резервуара и его технического освидетельствования устанавливается в эксплуатационной документации на резервуары.

8.6.5 Резервуары могут быть отогреты за счет теплопритока к оборудованию из окружающей среды или продувкой теплым газом с предварительной газоподготовкой резервуара.

8.6.6 Отогрев резервуаров следует производить искусственным путем, за исключением тех случаев, когда время отогрева не лимитируется.

8.6.7 Результаты анализов газовой среды в оборудовании после отогрева и продувки должны быть занесены в эксплуатационную документацию резервуаров с указанием давления в резервуаре и температуры внутреннего сосуда, при которых они производились.

8.7 Требования к газоподготовке и продувке технологического оборудования и трубопроводов

8.7.1 Для проведения операции газоподготовки все тупиковые участки оборудования и трубопроводов ОПр и ОП СПГ должны иметь индивидуальные продувочные вентили или клапаны. Не считаются тупиковыми боковые отводы трубопроводов, имеющие любую пространственную ориентацию длиной до трех диаметров трубы и длиной до десяти диаметров трубы.

8.7.2 Допускается наличие тупиковых и застойных зон, сохранение воздуха в которых при заполнении природным газом всей системы не приведет к увеличению содержания примесей более чем на 20 % по сравнению со значением, достигаемым в случае подготовки указанных участков в соответствии с регламентом.

8.7.3 Вытеснение атмосферного воздуха из оборудования (за исключением криогенных резервуаров) и трубопроводов ОПр и ОП СПГ перед пуском в работу проводится продувкой ПГ под давлением не выше 0,1 МПа (избыточного) или инертным газом.

8.7.4 Продувочный газ сбрасывается на свечу в атмосферу. Во время продувки необходимо контролировать содержание кислорода в сбросном газе с помощью газоанализатора.

8.7.5 Подготовка криогенных резервуаров системы хранения к заполнению их СПГ заключается в замене воздушной среды на инертную. Замена воздушной среды осуществляется:

- полосканием (последовательный наддув и сброс инертного газа из резервуара, трубопровода);
- продувкой (вентилирование атмосферы резервуара, трубопровода);
- любой комбинацией полоскания и продувки.

8.7.6 Применение того или иного способа подготовки ОПр и ОП к заполнению СПГ определяется технико-экономическими показателями в условиях конкретного объекта, его конструктивными особенностями и безопасностью проведения технологических операций.

8.7.7 Замена воздушной среды полосканием (разбавлением) заключается в многократном заполнении системы инертным газом до рабочего давления, выдержке для перемешивания и сбросе. Длительность и количество полосканий допускается определять расчетом в соответствии с Ведомственными нормами [28]. При применении этого способа все тупиковые участки той или иной системы должны иметь индивидуальные продувочные вентили или клапаны.

8.7.8 Замена воздушной среды продувкой является предпочтительной.

8.7.9 Замена воздушной среды считается законченной операцией по достижении концентрации кислорода в выходном газе не выше 3 % от объема.

8.7.10 В качестве инертного газа рекомендуется использовать азот.

8.8 Требования к обеспечению объектов производства и потребления сжиженного природного газа инертным газом

8.8.1 Для продувок оборудования и трубопроводов используется инертный газ (азот) по ГОСТ 9293, за исключением третьего сорта.

8.8.2 В качестве источников азота на ОПр СПГ могут использоваться:

- баллонная рампа;
- генератор азота;

- регазификатор жидкого азота.

8.8.3 Требуемый запас азота на ОПр и ОП СПГ определяется максимальным гидравлическим объемом всего оборудования с учетом проведения операций по 7.7.8 и 7.7.9.

9 Общие требования к обеспечению промышленной безопасности

9.1 Промышленная безопасность на ОПр и ОП СПГ обеспечивается следующей деятельностью: проектированием, строительством, эксплуатацией, расширением, реконструкцией, техническим перевооружением, консервацией и ликвидацией ОПр и ОП, изготовлением, монтажом, наладкой, обслуживанием и ремонтом технических устройств, применяемых на ОПр и ОП СПГ, а также проведением экспертизы промышленной безопасности; подготовкой и переподготовка работников ОПр и ОП.

9.2 На основании Федерального закона [29] на осуществление деятельности по эксплуатации и экспертизе промышленной безопасности ОПр и ОП СПГ требуется получение лицензии.

9.3 На основании Федерального закона [30] на осуществление деятельности в области проектирования (инженерных изысканий и архитектурно-строительного проектирования), строительства, реконструкции, капитального ремонта ОПр и ОП СПГ требуется свидетельство на допуск к работам, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства.

9.4 Порядок получения свидетельства на допуск к работам, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства, изложены в Федеральных законах [30] и [31].

9.5 Порядок получения лицензии на эксплуатацию ОПр и ОП СПГ определяется Постановлением Правительства Российской Федерации [32].

10 Возможные неисправности и аварийные ситуации, меры их ликвидации

10.1 Для предотвращения и ликвидации неисправностей и аварийных ситуаций следует руководствоваться:

- техническими описаниями и инструкциями по эксплуатации на ОПр и ОП СПГ в целом и на основное технологическое оборудование;
- оперативной частью ПЛЛ.

10.2 Перечень наиболее вероятных аварийных ситуаций и неисправностей (инцидентов) на ОПр и ОП СПГ в порядке убывания вероятности возникновения приведен в приложении Л.

11 Методы испытаний

11.1 Общие положения

11.1.1 Испытания ОПр и ОП следует проводить в целях оценки всех определенных проектом характеристик и решения вопросов о допустимости использования объектов по назначению. По результатам испытаний ОП и ОПр может осуществляться корректировка технической документации.

11.1.2 Для ОПр проектными характеристиками объекта являются часовая производительность объекта по сжиженному природному газу, энергетические затраты на сжижение, состав СПГ.

11.1.3 Для КриоГЗС проектными характеристиками является расход сжиженного природного газа.

11.1.4 Для КриоГНС проектными характеристиками являются расход газа, давление газа, температура газа на выходе.

11.1.5 Для КриоСГ проектными характеристиками являются производительность по регазифицированному СПГ и температура газа после регазификации.

11.2 Методы испытаний станций производства сжиженного природного газа

11.2.1 Производительность станций производства СПГ определяется по среднечасовому количеству СПГ, сливаемому из установки сжижения в резервуар (резервуары) в течение не менее 3 ч после выхода установки на рабочий режим.

11.2.2 Количество произведенного СПГ определяется системой коммерческого учета отгружаемого продукта, в частности, рекомендуется весовой метод.

11.2.3 Технологический процесс выхода установки сжижения на режим должен быть представлен в технической документации на установку.

11.2.4 Энергозатраты на сжижение определяются как полное энергопотребление станции при проектной производительности в течение 24 часов за вычетом энергозатрат на отопление, освещение и вентиляцию.

11.2.5 Состав произведенного СПГ определяется в процессе сжижения в течение 24 ч. Замеры производятся через 8 ч.

11.3 Методы испытаний криогенных газозаправочных станций

11.3.1 Расход сжиженного природного газа определяется системой коммерческого учета КриоГЗС при заправке криогенного резервуара в течение не менее 60 минут и пересчитывается на часовую производительность.

11.3.2 Во время заправки должны поддерживаться проектные значения давлений на станции и в резервуаре, заправляемый резервуар и коммуникации должны быть охлаждены, резервуар перед заправкой должен содержать от 5 % до 10 % жидкости, пропускная способность коммуникаций резервуара должна соответствовать диапазону проектных значений.

11.3.3 Если на станции предусмотрена заправка с помощью криогенного насоса, то перед испытаниями в течение часа насос должен проработать с подачей жидкости в заправочную коммуникацию или через байпасный вентиль обратно в резервуар, а затем проводятся испытания согласно 10.3.1.

11.4 Методы испытаний криогенных газонаполнительных станций

11.4.1 Расход газифицированного СПГ определяется системой коммерческого учета станции при непрерывной работе на одном испарителе в течение не менее 3 часов.

11.4.2 Допускается определять расход газа по скорости заполнения баллонов (с учетом температуры газа) с пересчетом на часовую производительность.

11.4.3 При испытаниях наряду с расходом определяются давление и температура ПГ после испарителя.

11.5 Методы испытаний криогенных станций газоснабжения

Производительность КриоСГ по регазифицированному СПГ и температура ПГ после регазификации определяются системой коммерческого учета продукта и системой управления и контроля при снабжении ПГ объекта в течение 24 ч. В случае необходимости производится пересчет производительности для проектных условий.

Приложение А

(рекомендуемое)

Теплофизические свойства сжиженного природного газа

А.1 Природный газ и СПГ являются разными агрегатными состояниями многокомпонентной смеси газов.

А.2 В соответствии с ГОСТ 12.1.007 ПГ – вещество 4 класса опасности, ПДК – 300 мг/м^3 в пересчете на углерод по ГОСТ 12.1.005, ПДК для жилых массивов: среднесуточная – 1,5 мг/м^3; разовая – 5 мг/м^3.

А.3 В организме человека ПГ не накапливается.

А.4 Физико-химические свойства СПГ определяются его компонентным составом.

А.5 В зависимости от метода производства в готовой продукции в качестве примесей могут присутствовать:

- азот;
- диоксид углерода;
- этан;
- пропан и другие предельные и непредельные углеводороды ряда C_3 и выше;
- меркаптаны и следы компрессорного масла.

А.6 Преобладающее содержание метана (от 92 % до 98 %) в СПГ предопределяет близость его основных теплофизических параметров, пожароопасных и иных характеристик к показателям чистого метана.

А.7 Теплофизические свойства метана приведены в таблице А.1.

Таблица А.1 – Теплофизические свойства метана

Параметр	Значение
Температура в тройной точке, К	Ттр = $90,68^{+0,01}$
Давление в тройной точке, МПа	Ртр = 0,01172 ± 0,00002
Температура кипения при давлении 760 мм рт.ст., К	Тн.к = 111,6 ± 0,02
Температура в критической точке, К	Ткр = $190,77^{+0,10}$
Давление в критической точке, МПа	Ркр = 4,626 ± 0,015
Плотность в критической точке, кг/м^3	$\rho_{кр}$ = 163,5 ± 1,5
Плотность в жидком состоянии, кг/м^3	р = 422,0
	ТСВС = 537
Низшая теплота сгорания при давлении 760 мм рт.ст. и t = 15 °С,МДж/кг	50,03

Приложение Б

(рекомендуемое)

Организация эксплуатации объектов производства и потребления сжиженного природного газа

Б.1 Общие требования

Б.1.1 Эксплуатация ОПр и ОП СПГ в организациях основывается на соблюдении положений Федерального закона [2], других федеральных законов, настоящего документа, иных нормативных правовых актов и нормативных технических документов в области промышленной безопасности, инструкций по эксплуатации используемого оборудования.

Б.1.2 В каждой организации, эксплуатирующей ОПр и ОП СПГ, приказом назначаются лица, ответственные за безопасную эксплуатацию ОПр и ОП СПГ в целом и каждого участка (вида оборудования) в отдельности. Ответственные лица выбираются из числа руководителей или специалистов, прошедших проверку знаний настоящего стандарта и нормативных документов по пожарной безопасности объектов малотоннажного производства и потребления СПГ.

Б.1.3 В организации, эксплуатирующей ОПр и ОП СПГ:

- проводится исполнение комплекса мероприятий по техническому обслуживанию, текущему и планово-предупредительному ремонтам, обеспечивается содержание оборудования в исправном состоянии и соблюдаются требования настоящего документа;
- хранятся копии лицензий организаций, выполняющих по договору работы по техническому обслуживанию и ремонту; диагностические и общестроительные работы;
- хранятся акты о разграничении сфер деятельности с организациями, выполняющими работы по техническому обслуживанию и ремонту объектов газового хозяйства по договорам;
- имеется требуемый по штату персонал, удовлетворяющий квалификационным требованиям, не имеющий медицинских противопоказаний к работе;
- проводится своевременная подготовка и аттестация работников;
- имеются правовые акты и нормативные технические документы (правила, положения и инструкции), устанавливающие порядок ведения работ на ОПр и ОП СПГ;
- организуется и осуществляется производственный контроль над соблюдением требований промышленной безопасности;
- обеспечивается наличие и функционирование необходимых приборов и систем контроля;
- выполняются постановления Ростехнадзора и других надзорных органов в соответствии с их полномочиями;
- проводятся технические обследования оборудования, систем, зданий и сооружений в установленные сроки или по требованию (предписанию) органов Ростехнадзора;
- обеспечивается защита ОПр и ОП СПГ от проникновения и несанкционированных действий посторонних лиц;
- проводится немедленное информирование территориальных органов Ростехнадзора об аварии или инциденте, произошедших на ОПр и ОП СПГ;
- осуществляются мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий (инцидентов) и оказывается содействие государственным органам в расследовании их причин;
- обеспечивается участие в техническом расследовании причин аварий, принимаются меры по их устранению, профилактике и учету аварий;
- в территориальные органы Ростехнадзора представляется информация о выполнении мероприятий по предотвращению аварий, предписанных актом расследования.

Б.1.4 Ответственность за выполнение вышеуказанных мероприятий возлагается на руководителя организации.

Б.1.5 Количество ответственных лиц за эксплуатацию, техническое обслуживание и ремонт должно определяться исходя из расчета времени, необходимого для своевременного и качественного выполнения обязанностей, возложенных на указанных лиц должностными инструкциями.

Б.1.6 Организация и проведение работ по техническому обслуживанию и ремонту оборудования ОПр и ОП СПГ осуществляются в соответствии с настоящим стандартом согласно инструкциям заводов-изготовителей, а также в соответствии с инструкциями по безопасности проведения работ по технической эксплуатации оборудования, утвержденными в установленном порядке.

Б.1.7 Графики и инструкции технического обслуживания и ремонта оборудования ОПр и ОП СПГ согласовываются с организацией-исполнителем при заключении договора на обслуживание объектов.

Б.1.8 Производственная инструкция и технологическая схема пересматриваются и повторно

утверждаются после реконструкции, технического перевооружения и изменения технологического процесса до включения оборудования в работу.

Б.1.9 На объектах на основе документации разрабатывается технический паспорт объекта с генпланом территории, архитектурно-планировочными решениями, картами-схемами технологических процессов и инженерных подсистем.

Б.1.10 В техническом паспорте объекта указывается предусмотренный проектом комплекс мер по противопожарной и противовзрывной защите.

Б.1.11 Технический паспорт объекта утверждается руководителем объекта и согласовывается с проектной организацией.

Б.1.12 На ОПр и ОП СПГ в соответствии с Руководящим документом [33] разрабатывается ПЛАС, в котором с учетом специфических условий предусматриваются оперативные действия персонала по предотвращению аварий и ликвидации аварийных ситуаций, исключению возгораний или взрывов, безопасной эвакуации людей, не занятых в ликвидации аварий.

Б.1.13 Организация-владелец в течение всего срока эксплуатации опасного производственного объекта (до ликвидации) хранит проектную и исполнительскую документацию. Порядок и условия ее хранения определяются решением руководителя организации.

Б.1.14 Организации, эксплуатирующие ОПр и ОП СПГ, регистрируют их в государственном реестре в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации [34].

Б.2 Организация производственного контроля

Производственный контроль на ОПр и ОП СПГ осуществляется в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации [35].

Б.3 Требования к персоналу

Б.3.1 Руководители организаций и специалисты, занятые проектированием, строительством, надзором, испытаниями оборудования и эксплуатацией объектов, а также подготовкой кадров, проходят подготовку и аттестацию в соответствии с Руководящим документом [36].

Б.3.2 Персонал, эксплуатирующий опасные производственные объекты, и персонал газоспасательных и аварийных служб проходят профессиональный отбор с обязательным медицинским освидетельствованием.

Б.3.3 К работе по обслуживанию и ремонту оборудования допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие обучение и аттестацию в присутствии инспектора Ростехнадзора на право ведения указанных работ.

Б.3.4 Подготовка персонала производится в соответствии с требованиями Правил безопасности [16] и Руководящим документом [37].

Б.3.5 Программа обучения технической и пожарной безопасности согласуется с территориальными надзорными органами.

Б.3.6 Персонал информируется об опасностях, обусловленных криогенными и горючими свойствами СПГ и его паров: криогенных ожогах, гипотермии, асфиксии и термической радиации при воспламенении смеси паров СПГ с воздухом.

Б.3.7 При подготовке к работе на объектах с взрывоопасным оборудованием рабочие и ИТР проходят курс подготовки с использованием современных технических средств обучения и отработки навыков.

Б.3.8 Курс подготовки включает сведения о технологическом процессе, системах управления, пуска, плановой и аварийной остановке в типовых, нештатных и аварийных ситуациях.

Б.3.9 Весь вновь принимаемый на данный объект персонал перед допуском к работе и все работающие со стажем менее двух лет проходят тренинг.

Б.3.10 Повторный тренинг содержит отработку навыков по той же программе, его проходит сотрудник после перерыва в работе более 1 месяца.

Б.3.11 Периодический тренинг проходит весь персонал ежеквартально.

Б.3.12 Допуск персонала осуществляется документальным оформлением результатов проведенного обучения и тренинга.

Б.3.13 Программа для отработки навыков пуска, нормального функционирования и аварийной остановки создается на базе технологических регламентов.

Б.3.14 Программа для нештатных и аварийных ситуаций создается по сценариям ПЛАС, которые разрабатываются разработчиком проекта по поручению владельца объекта.

Б.3.15 Работники опасного производственного объекта незамедлительно ставят в известность своего непосредственного руководителя или в установленном порядке других должностных лиц об аварии или инциденте на объекте.

Б.3.16 К персоналу, осуществляющему перевозку СПГ в транспортных заправщиках, предъявляются требования в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации [38].

Б.3.17 Автотранспортная организация при перевозке СПГ организует специальную подготовку

или инструктаж персонала, занятого на работе с СПГ, и обеспечивает его индивидуальными средствами защиты.

Б.3.18 Водитель транспортного заправщика обеспечивается маршрутом перевозки, информационными и аварийными карточками СПГ в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации [38].

Б.3.19 Водители, назначенные для перевозки СПГ, проходят специальную подготовку или инструктаж.

Б.3.20 Водители, постоянно занятые на перевозке СПГ, проходят медосмотр по графику, но не реже одного раза в три года, и предрейсовый медицинский контроль перед каждым рейсом по перевозке опасных грузов.

Б.3.21 К перевозке СПГ допускаются водители, имеющие непрерывный стаж работы на транспортном средстве данной категории не менее трех лет и Свидетельство о прохождении специальной подготовки по утвержденной программе для водителей, перевозящих опасные грузы в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации [38].

Б.3.22 Персонал, сопровождающий транспортный заправщик с СПГ, проходит специальный инструктаж и обучение действиям по ликвидации последствий опасных инцидентов.

Б.3.23 Если водитель является одновременно оператором, он проходит обучение и имеет удостоверение на право ведения газоопасных работ.

Б.4 Перечень эксплуатационной документации на ОПр и ОП

Б.4.1 Для безопасной работы ОПр и ОП СПГ на объекте необходимо иметь следующую эксплуатационную документацию:

- техническое описание и инструкция по эксплуатации на ОПр и ОП СПГ в целом и основное оборудование;
- паспорта сосудов, работающих под давлением, выполненные по форме Правил безопасности [16] (с приложениями), на все резервуары для хранения и транспортирования СПГ;
- формуляр на ОПр и СПГ в целом и основные составные части, выполненный по форме ГОСТ 2.601, для отметки работ (обслуживания, ремонта и т.п.) при эксплуатации;
- ведомость ЗИП;
- ведомость эксплуатационных документов по ГОСТ 2.601;
- основные монтажные чертежи ОПр и ОП СПГ;
- схема технологическая ОПр и СПГ в целом, а также основных составных элементов (резервуаров, цистерн, насосов и т.п.);
- производственные инструкции по обслуживанию резервуаров (цистерн) ОП СПГ, утвержденные главным инженером ОПр и СПГ;
- журнал технологических операций;
- журналы осмотра, технологического обслуживания и ремонта оборудования;
- план локализации и ликвидации аварий;
- перечень газоопасных работ;
- журнал учета газоопасных работ, проводимых без наряда-допуска;
- производственные инструкции по обслуживанию комплектующего оборудования ОПр и СПГ (насосов, компрессорных установок и т. п.).

Приложение В

(рекомендуемое)

Эксплуатация зданий и сооружений

В.1 Все здания и сооружения на ОПр и ОП СПГ имеют строительный паспорт, в случае его отсутствия производится его оформление перед началом эксплуатации.

В.2 По истечении установленного срока службы проводится обследование зданий или сооружений в соответствии со Сводом правил [39] в целях установления возможности дальнейшей их эксплуатации, необходимости проведения реконструкции или прекращения эксплуатации.

В.3 Обследование зданий и целостности строительных конструкций (трещин, обнажения арматуры, просадки фундамента, снижение несущих способностей перекрытий, разрушение кровли и другие) производится также перед реконструкцией технологического объекта или изменением функционального назначения здания или сооружения, а также после аварии (взрыв или пожар).

В.4 Обследование зданий и сооружений в целях установления возможности дальнейшей их эксплуатации, необходимости проведения реконструкции или прекращения эксплуатации проводится с учетом строительных норм и правил, утвержденных федеральным органом исполнительной власти в области строительства, в рамках экспертизы промышленной безопасности в порядке, утвержденном Ростехнадзором.

В.5 Все виды ремонтно-строительных работ зданий и сооружений выполняются в строгом соответствии с графиком планово-предупредительного ремонта зданий и сооружений, составленным на основании местных условий эксплуатации и утвержденным руководством организации.

В.6 На ОПр и ОП СПГ ведется «Журнал осмотра и ремонтов зданий и сооружений», в который записываются: даты осмотров и их результаты с описанием всех замеченных повреждений; выполненные ремонтные работы с указанием начала и конца ремонта, его характера и объема; результаты замеров осадки фундаментов; данные о трещинах, появляющихся в стенах и фундаментах, дата обнаружения трещин и их местонахождение.

В.7 Кладка внутренних стен между взрывоопасными и невзрывоопасными помещениями делается газонепроницаемой. Необходимо тщательно следить за состоянием штукатурки стен и расшивки швов и в случае их нарушения немедленно исправлять повреждение.

В.8 За состоянием фундаментов под испарители и резервуары устанавливается постоянное наблюдение. Проводится отслеживание появления трещин и разрушений в результате вибраций, температурных воздействий и других причин. При обнаружении трещин и разрушений принимаются меры по их устранению. После устранения трещин ведется наблюдение за их возможным дальнейшим развитием.

В.9 Металлические конструкции осматриваются не реже одного раза в год, а железобетонные не реже двух раз в год. При обнаружении повреждений и неисправностей в зданиях и сооружениях немедленно принимаются меры, обеспечивающие их устранение.

В.10 Для предохранения от коррозии металлических конструкций зданий и сооружений периодически проводится окрашивание (наружные – не реже одного раза в год, а находящиеся внутри помещений – не реже одного раза в период от 3 до 5 лет).

В.11 Кровли зданий и сооружений ОПр и ОП СПГ содержатся в исправном состоянии, периодически осматриваются и своевременно очищаются от снега и льда.

В.12 Полы во взрывоопасных помещениях делаются искробезопасными, ровными, без щелей, выбоин и местного вспучивания.

В.13 Двери производственных помещений в рабочее время на замки и крючки не закрываются.

В.14 На входных дверях зданий и сооружений, а также производственных помещений наносятся обозначения категории помещений по взрыво- и пожарной опасности и классов взрывоопасности зон.

В.15 Территория ОПр и ОП СПГ очищается от посторонних предметов и различного мусора. Проводится очистка проходов и проездов. Вся территория ОП СПГ должна содержаться в чистоте и порядке.

В.16 Все дороги, пожарные проезды и выезды на дороги общего пользования поддерживаются в исправном состоянии. Кюветы дорог систематически очищаются для обеспечения нормального стока ливневых вод.

В.17 В зимний период своевременно удаляется снег с технологических площадок и проездов, а также с тех частей территории, где он может помешать производственным операциям или действиям аварийных служб. При обледенении проходы и проезды посыпают песком.

В.18 Земляные работы на территории действующего ОПр и ОП СПГ проводятся только по наряду-допуску согласно разработанной инструкции.

В.19 К началу снеготаяния ливневая канализация ОПр и ОП СПГ осматривается и подготавливается к отводу воды.

В.20 При отключении системы водоснабжения (если она предусмотрена проектом) работа ОПр и ОП СПГ запрещается.

Приложение Г

(рекомендуемое)

Эксплуатация компрессорных установок и криогенных насосов

Г.1 Эксплуатация компрессорных установок основывается на соблюдении Правил безопасности [40], производственных инструкций и инструкций заводов-изготовителей.

Г.2 При достижении давления на нагнетательных линиях компрессорных установок или криогенных насосов выше давления, предусмотренного проектом, электродвигатели автоматически отключаются.

Г.3 Работа компрессоров и насосов осуществляется при исправной вентиляции, при наличии исправных контрольно-измерительных приборов и концентрации газа, не превышающей 20 % от НКПВ газа.

Г.4 Сведения о режиме работы, количестве отработанного времени компрессорных установок, насосов, а также замеченных неполадках в работе записываются в эксплуатационный журнал.

Г.5 Вывод компрессорных установок, насосов из рабочего режима в резерв должен производиться согласно производственной инструкции.

Г.6 После остановки компрессорной установки или насоса запорная арматура на всасывающей и нагнетательной линиях закрывается.

Г.7 Температура воздуха в компрессорном отделении в рабочее время поддерживается не ниже 10 °С. Если температура воздуха ниже 10 °С, то во избежание замерзания воды после остановки компресссорных установок вода из водопровода и из охлаждающей системы компрессорных установок сливается.

Г.8 Пуск в работу и эксплуатация компрессорных установок и насосов осуществляются при наличии ограждения на муфте сцепления и клиноременных передач с электродвигателем.

Г.9 Компрессорные отделения оснащаются технологическими схемами оборудования, трубопроводов и КИПиА, инструкциями по эксплуатации оборудования и эксплуатационными журналами.

Г.10 При техническом обслуживании компрессорных установок ежесменно выполняются следующие работы:

- осмотр агрегатов, запорной и предохранительной арматуры, средств измерений и автоматики с целью выявления неисправностей, технического состояния и утечек газа;
- очистка оборудования и КИПиА от пыли и загрязнений, проверка наличия и исправности заземления и креплений;
- контроль над отсутствием посторонних шумов, нехарактерных вибраций, температурой подшипников, уровнем, давлением и температурой масла и охлаждающей воды;
- проверка исправности доступных для осмотра движущихся частей;
- контроль над исправным состоянием и правильным положением запорной арматуры и предохранительных клапанов;
- соблюдение требований инструкций заводов – изготовителей оборудования;
- отключение неисправного оборудования.

Г.11 Техническое обслуживание насосов проводится ежемесячно в соответствии с заводской инструкцией по эксплуатации.

Г.12 Для смазки компрессорных установок и насосов используют масла, предусмотренные заводскими инструкциями.

Г.13 Техническое обслуживание компрессорных установок и насосов осуществляется персоналом под руководством и при непосредственном участии руководящих работников и специалистов.

Г.14 Текущий ремонт компрессорного оборудования включает в себя операции технического обслуживания и осмотра, частичную разборку оборудования с ремонтом и заменой быстроизнашивающихся частей и деталей.

Г.15 Порядок и сроки текущего и капитального ремонта насосного и компрессорного оборудования устанавливаются заводами-изготовителями и определяются графиками, утвержденными техническим руководителем ОПр и ОП СПГ.

Приложение Д

(рекомендуемое)

Эксплуатация электрооборудования

Д.1 Ввод в эксплуатацию, эксплуатация, обслуживание, ремонт, техническое освидетельствование электрооборудования ОПр и ОП СПГ осуществляются в соответствии с Руководящим документом [37], Приказом Министерства Энергетики Российской Федерации [41].

Д.2 При проведении ремонтных работ в условиях возможной загазованности, в том числе внутри технологических аппаратов, освещение обеспечивается согласно требованиям приложения К к настоящему стандарту.

Приложение Е

(рекомендуемое)

Эксплуатация устройств автоматики и контрольно-измерительных приборов

Е.1 За состоянием исправности средств измерений, за организацию своевременного проведения обязательных государственных и ведомственных поверок ответственность несет руководство ОПр и ОП СПГ.

Е.2 К эксплуатации допускаются средства измерений, признанные по результатам метрологического надзора пригодными к применению.

Е.3 Учет средств измерений с составлением перечня по ОПр и ОП СПГ и определения порядка надзора и сроков проверок и поверок с учетом условий эксплуатации приборов и взрывобезопасности возлагается на ответственного по метрологическому обеспечению, назначенному приказом по ОПр и ОП СПГ.

Е.4 Установленные на трубопроводах и оборудовании ОПр и ОП СПГ приборы и устройства автоматики безопасности, автоматического регулирования и контрольно-измерительные приборы проходят:

- техническое обслуживание;
- ремонт;
- проверку исправности и правильности показаний;
- проверку срабатывания устройств защиты, блокировок, сигнализации;
- государственную поверку.

Е.5 Сроки, порядок технического обслуживания, ремонта и проверки исправности и правильности показаний определены в технической документации заводов-изготовителей.

Е.6 Государственная поверка средств измерений, предназначенных для целей учета, контроля, взаимных расчетов обеспечения техники безопасности, охраны окружающей среды проводится в соответствии с Положением [42].

Е.7 Эксплуатируются контрольно-измерительные приборы, срок поверки которых не истек.

Е.8 Разрешено заменить государственную поверку средств измерений на ведомственную поверку в специализированной организации, имеющей право на ведение данного вида работ. Ведомственная поверка средств измерений осуществляется один раз в год.

Е.9 Срок проверки манометров определяется Правилами безопасности [16].

Е.10 Поверка работы сигнализаторов до взрывных концентраций на контрольных смесях осуществляется в соответствии с инструкцией заводов-изготовителей, но не реже одного раза в квартал.

Е.11 В процессе эксплуатации подвергают испытаниям на срабатывание (включение и/или функционирование) по специальным инструкциям или по алгоритму АСУ ТП следующие системы и оборудование:

- резервные и аварийные источники электроснабжения – не реже одного раза в месяц без принятия нагрузки и один раз в полгода (при отсутствии пусков) под нагрузкой, близкой к номинальному значению;
- резервную котельную, газовые воздухонагреватели и другие средства индивидуального нагрева – ежемесячно в зимний период;
- системы водяного, пенного, газового и порошкового пожаротушения – в сроки, определенные инструкциями по эксплуатации;
- систему аварийного отключения технологического оборудования – при плановой остановке объекта.

Работоспособность автоматических защит оборудования проверяют в установленные сроки в соответствии с утвержденными инструкциями.

Е.12 Значение уставок срабатывания автоматики безопасности, устройств сигнализации и блокировок устанавливают в соответствии с параметрами, указанными в техническом отчете наладочной организации. При этом сигнализаторы, контролирующие состояние воздушной среды, срабатывают при возникновении в помещении или на территории опасной концентрации газа. Не следует повышать концентрацию газа в помещении для проверки работы сигнализатора.

Е.13 Контроль герметичности приборов, импульсных трубопроводов и арматуры проводится одновременно с проверкой герметичности газопроводов и технологического оборудования не реже одного раза в месяц.

Е.14 Отключать устройства автоматики безопасности и блокировок допускается только на кратковременный срок по письменному распоряжению руководства ОПр и ОП СПГ с записью в

журнале при условии создания дополнительных мер, обеспечивающих безаварийность и безопасность работы.

Е.15 При выходе из строя автоматический сигнализатор загазованности заменяется резервным.

Е.16 До замены концентрация газа в воздухе производственных помещений контролируется переносными газоанализаторами через каждые 30 минут в течение рабочей смены.

Е.17 Сигнализаторы загазованности, для которых не требуется сжатый воздух, находятся в работе круглосуточно, а сигнализация от них выводится в помещение операторской.

Е.18 Ремонт и подготовку КИПиА к государственной поверке выполняет специально обученный персонал.

Е.19 Ремонт автоматики и КИПиА приурочивается к срокам выполнения ремонта основного оборудования.

Е.20 Приборы, снятые в ремонт или на поверку, немедленно заменяются идентичными, в том числе и по условиям эксплуатации.

Е.21 Все работы по техническому обслуживанию и ремонту автоматики и КИПиА фиксируются в эксплуатационной документации.

Е.22 Работы по регулировке и ремонту систем автоматизации, противоаварийных защит и сигнализации в условиях загазованности не проводятся.

Приложение Ж

(рекомендуемое)

Эксплуатация систем отопления и вентиляции

Ж.1 Порядок эксплуатации, обслуживания, ремонта, наладки и проведения проверки на эффективность работы систем вентиляции и отопления определяется соответствующими инструкциями заводов-изготовителей.

Ж.2 Каждая вентиляционная система имеет обозначение и порядковые номера согласно проекту, которые наносятся яркой несмываемой краской на кожухе вентилятора или воздуховоде вентилятора.

Ж.3 На каждую вентиляционную систему составляется паспорт, в котором приводятся схема установки, тип и характеристика вентилятора и электродвигателя.

Ж.4 Изменение конструкции вентиляционных и отопительных систем согласовывается с проектной организацией.

Ж.5 Если вентиляционные системы не исправны или воздухообмен недостаточен, то работы со сжиженным природным газом на ОПр/ОП СПГ прекращаются до устранения неисправностей.

Ж.6 Вентиляционные камеры запираются на замок. На дверях вывешиваются таблички с надписями о запрещении входа посторонним лицам.

Ж.7 Материалы, оборудование, инвентарь и инструмент в вентиляционных камерах не хранятся.

Ж.8 В случае временной неработоспособности газоанализаторов в помещениях категории А (не более 72 часов) анализ воздуха в помещениях на содержание в них газов производится переносными газоанализаторами каждые 30 минут в течение рабочей смены. Пробы для анализа отбираются в местах в соответствии с утвержденной схемой отбора.

Ж.9 При выявлении в помещениях ОП СПГ опасной концентрации газа работы останавливаются, помещения проветриваются, причины загазованности устраняются.

Ж.10 Устройства для регулирования вентиляции после наладки и регулировки фиксируются.

Ж.11 Технологическое обслуживание вентиляционных камер и вентиляционных систем помещений категории А и других помещений производится ежесменно.

Ж.12 Испытания вентиляционных систем в целях определения их эксплуатационных технических характеристик проводятся не реже одного раза в год, а также после ремонта, реконструкции, неудовлетворительных результатов анализа воздушной среды.

Ж.13 Испытания проводятся специализированной организацией. По результатам испытаний составляется технический отчет, содержащий оценку эффективности работы вентиляционных систем по обеспечению нормальных санитарно-гигиенических условий в рабочих зонах и указания по режиму эксплуатации вентиляционных систем.

Ж.14 Техническое обслуживание вентиляционного оборудования включает в себя следующие работы:

- мелкий ремонт вентиляционной системы, осуществляемый во время перерывов в работе (подтяжка креплений, фиксаторов положения шиберов и т.д.);
- надзор за выполнением положений инструкций по обслуживанию вентиляционных систем (температурой подшипников, правильностью направления ротора вентилятора, отсутствием посторонних шумов, вибрации, подсосов воздуха, утечек теплоносителя в калориферах и трубопроводах, правильностью регулирующих и предохранительных устройств), контроль над состоянием ограждений вращающихся частей, своевременностью включения и выключения вентиляционных систем;
- проверка включения и выключения вентиляционных систем в аварийных ситуациях в порядке, предусмотренном инструкцией.

Ж.15 При текущем ремонте вентиляционного оборудования производится техническое обслуживание, кроме того:

- очистка наружных поверхностей от пыли и грязи;
- отключение и частичная разборка вентиляционной системы;
- исправление вмятин и других повреждений;
- заделка пробоин и сквозных мест кожухов вентиляторов, вентиляционных камер, воздуховодов, вытяжных зонтов и других устройств из листового металла;
- ремонт нарушенных фланцевых, клепанных, клееных и сварных соединений, перетяжка болтовых соединений;
- замена пришедших в негодность фланцев, болтов, прокладок, мягких вставок, креплений;

- ремонт разделок в местах прохода элементов вентиляционных систем;
- ремонт ротора, вала, замена подшипников;
- восстановление зазоров между ротором и кожухом;
- балансировка ротора вентилятора;
- очистка и замена элементов фильтров, проверка герметичности обратных клапанов приточных систем вентиляции;
- восстановление окраски и антикоррозионных покрытий;
- устранение вибраций воздуховодов и вентиляторов, а также создаваемого ими шума;
- регулировка вентиляционных систем при нарушении заданных параметров.

Ж.16 При капитальном ремонте вентиляционного оборудования производится полный текущий ремонт, кроме того:

- ремонт и замена вала вентиляторов;
- ремонт кожуха вентилятора;
- замена изношенных подшипников качения;
- статическая балансировка ротора на специальном приспособлении;
- ремонт конструктивных элементов, теплоизоляции вентиляционных камер с заменой при необходимости утепленных клапанов, дверей, дроссельных клапанов, шиберов, задвижек, механизмов и приводов; замена не пригодных для эксплуатации воздуховодов, местных отсосов, зонтов, дефлекторов, калориферов и других комплектующих и конструктивных элементов и узлов вентиляционных систем;
- очистка камер, оборудования, устройства местных отсосов, укрытий, воздуховодов от пыли, грязи, отслоившейся краски;
- окраска всего оборудования, помещений вентиляционных камер.

Ж.17 Порядок обслуживания и ремонта систем вентиляции помещений категории А определяется инструкцией. Сведения о ремонтах и наладках фиксируются в паспорте вентиляционных систем.

Ж.18 По результатам испытаний составляется технический отчет, в котором содержится оценка эффективности работы вентиляционных систем по обеспечению нормальных санитарно-гигиенических условий в рабочей зоне.

Приложение И

(рекомендуемое)

Консервация, расконсервация и ликвидация объектов производства и потребления сжиженного природного газа

И.1 Консервация ОПр и ОП СПГ предусматривает осуществление комплекса организационных и технических мероприятий, обеспечивающих промышленную и экологическую безопасность при остановке объектов на срок более 3 месяцев, материальную сохранность объектов и их работоспособность после расконсервации.

И.2 Порядок остановки на срок менее 3 месяцев излагается в технической инструкции по эксплуатации (регламенте) ОПр/ОП СПГ.

И.3 Консервация ОПр и ОП СПГ осуществляется на основании приказа по организации, где определяются сроки и дата остановки, объем оборудования, подлежащего консервации, и комплекс необходимых мероприятий.

И.4 При консервации и ликвидации объектов производства и потребления сжиженного природного газа необходимо проведение экспертизы промышленной безопасности в соответствии со статьей 8 Федерального закона [1].

И.5 Организация работ по консервации осуществляется комиссией под руководством технического руководителя организации.

И.6 Решение по консервации согласовывается с территориальными органами Ростехнадзора не менее чем за 1 месяц до остановки.

И.7 Комплекс мероприятий по консервации разрабатывает предприятие, эксплуатирующее ОПр и ОП СПГ.

И.8 На весь период нахождения объектов в состоянии консервации составляются сметы на содержание законсервированных объектов и проведение периодического контроля над их состоянием.

И.9 Остановка электрического, технологического оборудования, контрольно-измерительных приборов и средств автоматики, зданий и сооружений на консервацию производится в соответствии с планом-графиком, который является приложением к приказу о консервации.

И.10 В плане-графике отражаются основные мероприятия с указанием фамилий исполнителей и сроков исполнения.

И.11 План график включает в себя следующее:

- порядок прекращения подачи природного газа, его переработку и отгрузку СПГ на ОПр;
- порядок прекращения хранения СПГ на ОПр и ОП;
- порядок прекращения приема СПГ и выдачи регазифицированного природного газа на ОП;
- перечень работ по промывке, продувке узлов, блоков, приборов, аппаратов, систем;
- перечень мероприятий по обезвреживанию промстоков, твердых отходов и ликвидации выбросов в атмосферу;
- порядок отключения систем обеспечения производства водой, паром, электроэнергией, воздухом, инертным газом, теплоносителями, материальными потоками;
- перечень работ по отключению аппаратов, коммуникаций или участков трубопроводов с установкой заглушек, демонтаж приборов;
- перечень работ по обеспечению работы отопления, вентиляции, дежурного (аварийного) освещения;
- меры и перечень работ по исключению допуска посторонних лиц в здания и помещения (установка замков, решеток, сигнализации и т.п.);
- перечень приборов и оборудования, подлежащих хранению в специальных условиях, демонтажу и передаче на склад.

И.12 Консервация и ликвидация ОПр и ОП СПГ производятся с обязательным сливом остатков СПГ из технологических резервуаров и резервуаров хранения с последующей заменой среды на инертную.

И.13 После проведения организационно-технических мероприятий по данному объекту и сдачи оборудования, зданий и сооружений на консервацию составляется акт, утверждаемый техническим руководителем организации (подразделения).

И.14 В акте приводят следующие данные:

- количество и местонахождение остатков ПГ, СПГ и вспомогательных материалов (с обоснованием);

- количество и местонахождение «мертвых» остатков ПГ и СПГ в емкостях, аппаратах, блоках и коммуникациях (с обоснованием);

- перечень отключенного заглушками или видимыми разрывами оборудования, цеховых и межцеховых коммуникаций;

- перечень демонтированного оборудования и место его хранения;

- перечень технической документации, журналов по установке и снятию заглушек, паспортов на оборудование и место их хранения;

- штатное расписание оставшихся работников производства и их обязанности.

И.15 При большом количестве видов выполненных работ составляются отдельные акты как по видам работ, так и по отдельным цехам (установкам) по усмотрению технического руководителя организации. Форма актов и порядок их оформления устанавливаются распорядительным документом в соответствии с разделом 7 настоящего стандарта.

И.16 Расконсервация ОПр и ОП СПГ, остановленных на срок более чем на 1 год, осуществляется с проведением пуско-наладочных работ в полном объеме.

И.17 Пуск в эксплуатацию ОПр и ОП СПГ, остановленных на срок до 1 года независимо от причины, осуществляется в порядке, аналогичном обратной процедуре консервации.

И.18 Ликвидация ОПр и ОП СПГ, имеющих в своем составе здания, сооружения, строения, осуществляется согласно с разработанным в соответствии с разделом 24 Постановления Правительства Российской Федерации [43] проектом организации работ по сносу и демонтажу объектов капитального строительства.

Приложение К

(рекомендуемое)

Проведение газоопасных работ

К.1 К газоопасным относят работы, проводимые в следующих условиях:

- при наличии или возможности выделения в воздух рабочей зоны природного газа в количестве, способном вызвать удушение, взрыв или загорание при пусконаладочных и ремонтных работах на оборудовании ОПр и ОП СПГ;
- при содержании кислорода в воздухе рабочей зоны менее 20 %.

К.2 К газоопасным работам на ОПр и ОП СПГ относят следующие операции, разделенные по степени опасности на две группы:

1) I группа:

- работы, связанные с разгерметизацией технологического оборудования, из которого не удален ПГ;
- ликвидация или локализация возможных аварийных ситуаций и аварий;
- пуск в эксплуатацию всего технологического оборудования ОПр/ОП СПГ, заполняемого ПГ после окончания строительства объекта и монтажа оборудования и после плановой остановки работы объекта на ремонт;
- заполнение СПГ или продуктом в газовой фазе резервуаров и трубопроводов после их ремонта, а также освобождение их от газа перед постановкой на ремонт;
- подготовка к ревизии или ремонту компрессорных установок и насосов, если таковые имеются на ОПр/ОП СПГ;
- ввод в эксплуатацию аппаратов, агрегатов (резервуаров, насосов, компрессорных установок) и трубопроводов после ремонта;
- проведение пусконаладочных работ;
- проведение электрических испытаний во взрывоопасных зонах;
- раскопка грунта в местах утечки газа до ее устранения;
- консервация и расконсервация газопроводов и технологического оборудования;
- сварочные и огневые работы на территории объекта.

2) II группа:

- обход наружных газопроводов;
- отбор проб сжиженного природного газа;
- отключение от действующей сети и продувка газопроводов;
- отключение трубопроводов от резервуаров, насосов, компрессорных установок с последующей установкой заглушек для внутреннего осмотра или ремонта оборудования;
- ремонт действующих трубопроводов СПГ и запорной арматуры;
- ревизия, ремонт и освидетельствование резервуаров для СПГ.

К.3 На ОПр и ОП СПГ разрабатывают перечень газоопасных работ с указанием мест наибольшей вероятности скопления взрывопожароопасной смеси.

К.4 Места наиболее вероятного скопления взрывопожароопасной смеси находятся в зонах производства, хранения и слива-налива СПГ.

К.5 При подготовке объекта к проведению газоопасной работы назначают ответственного за организацию безопасного проведения газоопасных работ и ответственного за подготовку к проведению газоопасной работы. По приказу предприятия определяется круг должностных лиц, имеющих право выдачи наряда-допуска, его утверждения, согласования, и лиц, ответственных за проведение газоопасных работ (в том числе их обязанности и ответственности).

К.6 Работы, соответствующие I группе перечня газоопасных работ, оформляют нарядом-допуском на газоопасные работы. Работы, соответствующие II группе перечня газоопасных работ, регистрируют в журнале учета газоопасных работ.

К.7 Перечень газоопасных работ периодически (не реже одного раза в 3 года) пересматривается и утверждается руководством ОПр и ОП СПГ.

К.8 Ответственность за правильную организацию выполнения газоопасных работ возлагается на технического руководителя ОПр и ОП СПГ или лицо, его заменяющее.

К.9 Ответственным за проведение газоопасных работ назначают лицо из числа руководителей и специалистов ОПр и ОП СПГ.

К.10 Наряд-допуск на проведение газоопасных работ оформляется согласно установленной форме и предусматривает разработку и последующее осуществление комплекса мероприятий по подготовке и безопасному проведению работ.

К.11 Наиболее ответственная газоопасная работа по вводу в эксплуатацию ОПр и ОП СПГ после

окончания строительства или капитального ремонта выполняется по наряду и специальному плану.

К.12 План ввода в эксплуатацию утверждается техническим руководителем организации.

К.13 В плане проведения газоопасных работ указываются лица, ответственные за проведение каждой газоопасной работы в отдельности, и лицо, ответственное за координацию этих работ, которое осуществляет общее руководство работами и координирует последовательность их выполнения.

К.14 В наряде на выполнение газоопасных работ указываются:

- содержание выполняемой работы;
- лицо, ответственное за выполнение работы;
- дата и время, начало и конец работы;
- наименования и номера оборудования, на котором проводится газоопасная работа, в соответствии с его обозначениями на технологической схеме;
- основные меры безопасности при проведении работы;
- список лиц, привлеченных к выполнению газоопасных работ.

К.15 Наряд подписывается лицом, выдававшим наряд, и лицом, его получившим.

К.16 Лица, подписавшие наряд-допуск, несут ответственность за правильность и полноту разработанных мероприятий по подготовке и проведению газоопасных работ, указанных в наряде-допуске, а также за достаточную квалификацию лиц, включенных в наряд-допуск в качестве руководителей и исполнителей газоопасных работ.

К.17 Наряд-допуск выписывают в двух экземплярах и согласовывают с отделом охраны труда и промышленной безопасности.

К.18 В наряде ставят отметку о проведенном инструктаже ответственного лица и членов его бригады. По окончании работ наряд возвращается лицу, выдавшему его.

К.19 При проведении газоопасных работ в разных местах в одно и то же время на каждое место работы назначается отдельное ответственное лицо, которому выдается отдельный наряд.

К.20 Газоопасные работы по первичной заправке стационарных резервуаров проводят по наряду-допуску на производство газоопасных работ под руководством лица, ответственного за безопасную эксплуатацию данных сосудов.

К.21 Газоопасные работы, как правило, выполняют при дневном освещении (в полный световой день). Работы по ликвидации аварий выполняют в любое время суток под руководством инженерно-технического работника.

К.22 В случае невозможности окончания газоопасной работы в установленный день наряд на ее проведение подлежит продлению лицом, выдававшим наряд.

К.23 При длительности выполнения работы более одного дня лицо, ответственное за проведение работы, ежедневно докладывает состояние дела лицу, выдававшему наряд.

К.24 Газоопасные работы в зависимости от их сложности выполняются не менее чем двумя рабочими; при проведении ремонта резервуаров и других сложных работ – бригадой в составе не менее трех человек.

К.25 При организации рабочего места руководитель работы обеспечивает возможность быстрого вывода рабочих из опасной зоны.

К.26 При производстве газоопасных работ на ОПр и ОП СПГ применяются следующие запрещающие знаки: «Проход запрещен», «Запрещается пользоваться мобильным (сотовым) телефоном или переносной рацией» и знаки, предписывающие работу в средствах индивидуальной защиты, в соответствии с ГОСТ Р 12.4.026.

К.27 При выполнении газоопасной работы все распоряжения о порядке ее проведения дает лицо, ответственное за выполняемую работу. Другие должностные лица и руководители, присутствующие при проведении работы, дают указания рабочим только через лицо, ответственное за проведение работы.

К.28 Рабочих, выполняющих газоопасные работы, обеспечивают средствами индивидуальной защиты (противогазами, защитными очками и рукавицами, спецодеждой из хлопчатобумажной ткани, спецобувью и т. п.). Ответственным за обеспечение и за исправность средств индивидуальной защиты является инженерно-технический работник, руководящий проведением газоопасной работы.

К.29 При выполнении газоопасной работы не используют фильтрующие противогазы и респираторы.

К.30 При выполнении газоопасных работ применяют слесарный инструмент, исключающий при его использовании образование искр (латунный, стальной омедненный, из нержавеющей стали с достаточно большим содержанием никеля и т.п.). В исключительных случаях применяют инструмент и приспособления из «черного» металла; при этом трущиеся и соударяющиеся части инструмента и приспособлений должны быть хорошо смазаны густой смазкой – солидолом, тавотом и т. п.

К.31 Во время газоопасных работ не применяется электрооборудование, в том числе электроинструмент с уровнем взрывозащиты ниже, чем «искробезопасная электрическая цепь», согласно Правилам устройства электроустановок [25].

Приложение Л

(рекомендуемое)

Возможные аварийные ситуации на объектах малотоннажного производства и потребления сжиженного природного газа и меры по их ликвидации

Л.1 Перечень наиболее вероятных аварийных ситуаций и неисправностей (инцидентов) на объектах малотоннажного производства и потребления СПГ в порядке убывания вероятности возникновения:

- нарушение герметичности трубопровода или соединения трубопроводов;
- переполнение резервуара при заполнении (неисправность ограничителя количества жидкости);
- забивка клапана подачи жидкости на испаритель самонаддува;
- подсос воздуха в газовое пространство сосуда или его коммуникации при вакуумировании в целях замены атмосферы;
- нарушение работы регулятора давления газа при наддуве сосуда;
- снижение давления в сосуде до атмосферного из-за неисправности дренажного клапана;
- проскок СПГ в «теплый» трубопровод в системе регазификации и разрушение трубопровода под действием криогенных температур;
- разрушение или разрыв трубопровода подачи жидкости в процессе заправки или опорожнения резервуара;
- нарушение вакуума в изоляционном пространстве криогенного резервуара (нарушение герметичности наружного кожуха);
- огневое воздействие на резервуар;
- трещина во внутреннем сосуде криогенного резервуара;
- полное разрушение внутреннего сосуда криогенного резервуара с кожухом из углеродистой стали.

Л.2 В случае возникновения пожароопасной ситуации, связанной с выходом СПГ в окружающее пространство, персонал ОПр и ОП СПГ прекращает проведение технологических операций, отключает основные выключатели электроэнергии ТС, оповещает посетителей объектов о необходимости и порядке немедленного освобождения их территорий, сообщает в пожарную охрану и соответствующие оперативные службы, приступает к локализации и ликвидации ситуации имеющимися средствами в соответствии с требованиями ПЛЛ.

Л.3 При наличии паров СПГ с концентрацией выше 20 % НКПРП в местах расположения транспортных средств и/или на пути их движения не производят запуск двигателей транспортных средств или передвижных заправщиков. В этом случае их эвакуацию своим ходом с территории ОПр и ОП СПГ осуществляют после снижения концентрации паров СПГ в указанных местах ниже 20 % НКПРП или при загорании паров СПГ. В процессе эвакуации транспортных средств или передвижных заправщиков с территории ОПр и ОП СПГ своим ходом проверяют концентрацию паров СПГ на путях их эвакуации.

Л.4 При проведении работ по локализации и ликвидации пожароопасных ситуаций исключают источники воспламенения и персонал непрерывно контролирует концентрацию паров СПГ в зоне размещения технологического оборудования и проведения работ.

Л.5 Персонал ОПр и ОП СПГ располагается с наветренной стороны от зоны загазованности.

Л.6 Если утечка СПГ происходит из арматуры или трубопроводов технологической системы объекта, передвижного заправщика или КБТС транспортного средства и имеется возможность автоматически или вручную перекрыть поступление СПГ в аварийный участок, то останавливают работу насосов, производят безопасное перекрытие места утечки СПГ, производят сброс СПГ и его паров из отсеченных участков в систему газосброса, дожидаются полного испарения пролитой жидкости и рассеивания паров СПГ до концентрации менее 20 % НКПРП и приступают к ремонту места утечки с предварительной продувкой трубопровода инертным газом.

Л.7 Если при утечке СПГ из технологического оборудования объекта невозможно перекрыть поступление СПГ в окружающее пространство, то допускают пролив жидкости в ограждение и дожидаются полного испарения и рассеивания паров СПГ до концентрации менее 20 % НКПРП, после чего продувают оборудование инертным газом и приступают к ремонту.

Л.8 Запуск двигателя транспортного средства и передвижного заправщика осуществляют после снижения концентрации паров СПГ ниже 20 % от НКПРП.

Л.9 При загорании пролитого на поверхность земли СПГ ему дают гореть под контролем, принимая меры к перекрытию доступа газа к очагу пожара, в соответствии с нормативными документами по пожарной безопасности объектов малотоннажного производства и потребления СПГ. При этом осво-

бождают территорию объекта от посетителей и транспортных средств, сообщают о пожаре в пожарную охрану и другие оперативные службы, немедленно приводят в действие систему водяного орошения оборудования (если указанная система предусмотрена проектом), расположенного в зоне пожара и рядом с ней, перекрывают подачу газа в оборудование объекта, производят сброс избыточного давления СПГ и его паров из указанного оборудования на газосброс, отключают электропитание ОПр и ОП СПГ в порядке, предусмотренном ТЭД на случай возникновения пожара.

Библиография

[1] Правила безопасности ПБ 09-540–03 — Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопа-сных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств

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

[3] Свод правил СП 18.13330.2011 — Генеральные планы промышленных предприятий. Актуализированная редакция СНиП II-89-80*

[4] Федеральный закон от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»

[5] Руководящий документ РД 78.36.003–2002 — Инженерно-техническая укрепленность. Технические средства охраны. Требования и нормы проектирования по защите объектов от преступных посягательств

[6] Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03 — Санитарно-защитные зоны и санитарная иклассификация предприятий, сооружений и иных объектов. Новая редакция

[7] Свод правил СП 43.13330.2012 — Сооружения промышленных предприятий. Актуализированная редакция СНиП 2.09.03-85

[8] Свод правил СП 56.13330.2011 — Производственные здания. Актуализированная редакция СНиП 31-03-2001

[9] Свод правил СП. 30.13330.2012 — Внутренний водопровод и канализация зданий. Актуализированная редакция СНиП 2.04.01-85*

[10] Свод правил СП 31.13330.2012 — Водоснабжение. Наружные сети и сооружения. Актуализированная редакция СНиП 2.04.02-84*

[11] Свод правил СП 32.13330.2012 — Канализация. Наружные сети и сооружения. Актуализированная редакция СНиП 2.04.03-85

[12] Строительные нормы и правила СНиП 41-01–2003 — Отопление, вентиляция и кондиционирование

[13] Строительные нормы и правила СНиП 41-02–2003 — Тепловые сети

[14] Свод правил СП 62.13330.2011 — Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002

[15] Приказ Минприроды России от 30 июня 2009 г. N 195 «Об утверждении порядка продления срока безопасной эксплуатации технических устройств, оборудования и сооружений на опасных производственных объектах»

[16] Правила безопасности ПБ 03-576–03 — Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением

[17] Постановление Правительства Российской Федерации от 15 сентября 2009 г. № 753 «Технический регламент о безопасности машин и оборудования»

[18] Руководящий документ СО 153-34.21.122–2003 — Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций

[19] Руководящий документ РД 34.21.122–87 — Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений

[20] ДОПОГ «Европейское соглашение о международной дорожной перевозке опасных грузов.– ООН, Женева, 2011»

[21] Стандарт Ассоциации «Ростехэкспертиза» СА 03-005–07 — Технологические трубопроводы нефтеперерабатывающей, нефтехимический и химической промышленности. Требования к устройству и эксплуатации

[22] Строительные нормы и правила СНиП 2.05.06–85* — Магистральные трубопроводы

[23] Свод правил СП 61.13330.2012 — Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003

[24] Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы СанПиН 2.1.7.1322–03 Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления

[25] Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Издание седьмое (утверждены Министерством топлива и энергетики 6 октября 1999 г.)

[26] Руководящий документ РД 09-364–00 Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах

[27] Типовая инструкция по охране труда ТОИ Р-112-17–95 Типовая инструкция по организации безопасного проведения газоопасных работ на предприятиях нефтепродуктообеспечения

[28] Ведомственные нормы ВНТП-51-1–88 Ведомственные нормы на проектирование установок по производству и хранению сжиженного природного газа, изотермических хранилищ и газозаправочных станций (временные)

[29] Федеральный закон от 4 мая 2011 г. № 99-ФЗ «О лицензировании отдельных видов деятельности»

[30] Федеральный закон от 29 декабря 2004 г. № 190-ФЗ «Градостроительный кодекс Российской Федерации»

[31] Федеральный закон от 1 декабря 2007 г. № 315-ФЗ «О саморегулируемых организациях»

[32] Постановление Правительства Российской Федерации от 12 августа 2008 г. N 599 «Об утверждении Положения о лицензировании эксплуатации взрывопожароопасных производственных объектов»

[33] Руководящий документ РД 09-536–03 Методические указания о порядке разработки плана локализации и ликвидации аварийных ситуаций (ПЛАС) на химико-технологических объектах

[34] Постановление Правительства Российской Федерации от 24 ноября 1998 г. № 1371 «О регистрации объектов в государственном реестре опасных производственных объектов»

[35] Постановление Правительства Российской Федерации от 10 марта 1999 г. № 263 «Об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте»

[36] Руководящий документ РД 03-19–2007 Положение о порядке подготовки и аттестации работников организаций, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору

[37] Руководящий документ РД 03-20–2007 Положение об организации обучения и проверки знаний рабочих организаций, поднадзорных федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору

[38] Постановление Правительства Российской Федерации от 23 апреля 1994 г. N 372 «О мерах по обеспечению безопасности при перевозке опасных грузов автомобильным транспортом»

[39] Свод правил СП 13-102–2003 Правила обследования несущих строительных конструкций зданий и сооружений

[40] Правила безопасности ПБ 03-582–03 Правила устройства и безопасной эксплуатации компрессорных установок с поршневыми компрессорами, работающими на взрывоопасных и вредных газах

[41] Приказ Министерства Энергетики Российской Федерации от 13 января 2003 г. N 6 «Об утверждении правил технической эксплуатации электроустановок потребителей»

[42] Положение об осуществлении государственного метрологического надзора (утверждено постановлением Правительства Российской Федерации от 6 апреля 2011 г. N 246)

[43] Постановление Правительства Российской Федерации от 16 февраля 2008 г. N 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»

УДК 614.841.12:006.354 ОКС 13.220.01 ОКП 06 4200

Ключевые слова: объект, малотоннажное производство, потребление, технические требования, сжиженный природный газ, криогенный резервуар, технологическое оборудование, требования безопасности, требования к эксплуатации

Подписано в печать 01.04.2014. Формат 60x84 1/8.

Усл. печ. л. 5,12. Тираж 31 экз. Зак. 1339.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ»

123995 Москва, Гранатный пер., 4.

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

gost.e-ecolog.ru