ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 54982— 2022

Системы газораспределительные

ОБЪЕКТЫ СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ

Общие требования к эксплуатации

Издание официальное

Москва
Российский институт стандартизации
2022

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Акционерным обществом «Головной научно-исследовательский и проектный институт по использованию газа» (АО «Гипрониигаз») и Акционерным обществом «Газпром газораспределение» (АО «Газпром газораспределение»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 023 «Нефтяная и газовая промышленность», подкомитетом ПК 4 «Газораспределение и газопотребление»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 4 февраля 2022 г. № 59-ст

4 ВЗАМЕН ГОСТ Р 54982—2012

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

© Оформление. ФГБУ «РСТ», 2022

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, определения и сокращения 2
4 Классификация 5
5 Общие положения по эксплуатации 5
6 Технологические операции на объектах сжиженных углеводородных газов 11
7 Должностные лица и обслуживающий персонал 12
8 Ввод объектов в эксплуатацию 13
9 Сливоналивные операции 17
9.1 Общие положения 17
9.2 Слив сжиженных углеводородных газов из железнодорожных цистерн в резервуары газонаполнительной станции 19
9.3 Слив сжиженных углеводородных газов из автомобильных цистерн в резервуары газонаполнительного пункта, автомобильной газозаправочной станции 20
9.4 Слив сжиженных углеводородных газов в резервуарные установки 21
9.5 Заправка газобаллонных автомобилей 21
10 Эксплуатация структурных элементов объектов сжиженных углеводородных газов 22
10.1 Резервуары 22
10.2 Насосы, компрессоры и испарители 27
10.3 Установки для наполнения баллонов 31
10.4 Газопроводы, запорная и предохранительная арматура 33
10.5 Наполнительные (сливные) колонки 36
10.6 Заправочные колонки 36
10.7 Групповые и индивидуальные баллонные установки 37
10.8 Промежуточные склады баллонов 38
10.9 Электрооборудование, молниезащита, заземление, связь 38
10.10 Системы автоматизации и сигнализации, средства измерений 39
10.11 Установки электрохимической защиты 41
10.12 Сети инженерно-технического обеспечения и сооружения на них 44
10.13 Системы вентиляции, отопления и кондиционирования 45
10.14 Здания и сооружения 46
10.15 Танк-контейнеры 48
11 Газоопасные и огневые работы 50
12 Локализация и ликвидация аварий 52
13 Консервация, расконсервация и ликвидация элементов технологических систем объектов сжиженных углеводородных газов 52
14 Защита от несанкционированного вмешательства 53
Приложение А (рекомендуемое) Журнал приема-сдачи смен 54
Приложение Б (рекомендуемое) Технический паспорт газонаполнительной станции 55
Приложение В (рекомендуемое) Технический паспорт газонаполнительного пункта 64
Приложение Г (рекомендуемое) Технический паспорт автомобильной газозаправочной станции 73
Приложение Д (рекомендуемое) Технический паспорт резервуарной установки 78
Приложение Е (рекомендуемое) Технический паспорт групповой баллонной установки 81
Приложение Ж (рекомендуемое) Технический паспорт индивидуальной баллонной установки 83
Приложение И (рекомендуемое) Акт о проведении испытаний на герметичность (контрольной опрессовки) технологической системы объекта 84

Приложение К (рекомендуемое) Акт о проведении продувки технологической системы 85
Приложение Л (рекомендуемое) Акт-наряд на первичный пуск сжиженных углеводородных газов в технологическую систему объекта 86
Приложение М (рекомендуемое) Акт рабочей комиссии по результатам пусконаладочных работ технологической системы объекта 87
Приложение Н (рекомендуемое) Акт ввода в эксплуатацию резервуарной/групповой баллонной установки 88
Приложение П (рекомендуемое) Акт ввода в эксплуатацию резервуарной/групповой баллонной установки и сети газопотребления сжиженных углеводородных газов домов жилых одноквартирных и жилых многоквартирных зданий 90
Приложение Р (рекомендуемое) Акт ввода в эксплуатацию индивидуальной баллонной установки и сети газопотребления сжиженных углеводородных газов домов жилых одноквартирных и жилых многоквартирных зданий 92
Приложение С (рекомендуемое) Акт ввода в эксплуатацию резервуарной/групповой баллонной установки и сети газопотребления сжиженных углеводородных газов общественных зданий 94
Приложение Т (рекомендуемое) Акт ввода в эксплуатацию индивидуальной баллонной установки и сети газопотребления сжиженных углеводородных газов общественных зданий 96
Приложение У (рекомендуемое) Акт ввода в эксплуатацию резервуарной/баллонной установки, газопроводов и газоиспользующего оборудования производственных зданий 98
Приложение Ф (рекомендуемое) Журнал приема сжиженных углеводородных газов в железнодорожных цистернах 99
Приложение Х (рекомендуемое) Журнал отпуска или приема сжиженных углеводородных газов в автоцистернах 100
Приложение Ц (рекомендуемое) Журнал учета поступления сжиженных углеводородных газов на объекты 101
Приложение Ш (справочное) Акт о возврате цистерны с утечкой сжиженных углеводородных газов . 102
Приложение Щ (справочное) Разовый пропуск для автоцистерн и автомашин 103
Приложение Э (рекомендуемое) Журнал технического обслуживания и ремонта сосудов, работающих под давлением 104
Приложение Ю (рекомендуемое) Журнал технического обслуживания и ремонта резервуарных установок 105
Приложение Я (рекомендуемое) Журнал технического освидетельствования сосудов, работающих под давлением 106
Приложение 1 (рекомендуемое) Журнал технического обслуживания компрессоров, насосов и испарителей 107
Приложение 2 (рекомендуемое) Ремонтный формуляр насосов, компрессоров, испарителей 108
Приложение 3 (рекомендуемое) Сменный журнал работы насосов, компрессоров и испарителей . . 109
Приложение 4 (рекомендуемое) Журнал наполнения баллонов сжиженных углеводородных газов . 110
Приложение 5 (рекомендуемое) Журнал отпуска сжиженных углеводородных газов в баллонах. . . . 111
Приложение 6 (рекомендуемое) Журнал поверки и настройки весовых устройств наполнительных установок 112
Приложение 7 (рекомендуемое) Журнал технического обслуживания и ремонта установок для наполнения баллонов 113
Приложение 8 (рекомендуемое) Акт гидравлического испытания соединительных рукавов 114
Приложение 9 (рекомендуемое) Журнал проверки и гидравлического испытания соединительных рукавов 115
Приложение 10 (рекомендуемое) Журнал настройки и испытаний предохранительных клапанов . . . 116
Приложение 11 (рекомендуемое) Акт о проведении дегазации 117
Приложение 12 (рекомендуемое) Эксплуатационный журнал газопроводов 118

Приложение 13 (обязательное) Эксплуатационный паспорт газопровода 120
Приложение 14 (рекомендуемое) Журнал технического обслуживания наполнительных (сливных) колонок 125
Приложение 15 (рекомендуемое) Журнал технического обслуживания и ремонта заправочных колонок 126
Приложение 16 (рекомендуемое) Журнал технического обслуживания и ремонта баллонных установок 127
Приложение 17 (рекомендуемое) Журнал учета технического освидетельствования и ремонта баллонов сжиженных углеводородных газов 128
Приложение 18 (рекомендуемое) Журнал технического обслуживания и ремонта электрооборудования 129
Приложение 19 (рекомендуемое) Журнал учета и проверки газоанализаторов и сигнализаторов . . . 130
Приложение 20 (рекомендуемое) Журнал технического обслуживания и ремонта средств измерений и средств автоматизации 131
Приложение 21 (рекомендуемое) Журнал проверки манометров 132
Приложение 22 (рекомендуемое) Акт шурфового обследования подземного резервуара 133
Приложение 23 (рекомендуемое) Журнал технического обслуживания и ремонта сетей инженерно-технического обеспечения 135
Приложение 24 (рекомендуемое) Журнал технического обслуживания и ремонта противопожарного оборудования и сооружений 136
Приложение 25 (рекомендуемое) Журнал технического обслуживания и ремонта вентиляционных систем 137
Приложение 26 (рекомендуемое) Журнал технического обслуживания и ремонта систем отопления 138
Приложение 27 (рекомендуемое) Журнал наблюдения за осадкой зданий и сооружений 139
Приложение 28 (рекомендуемое) Журнал технического обслуживания и ремонта зданий и сооружений 140
Приложение 29 (обязательное) Наряд-допуск на производство газоопасных работ 141
Приложение 30 (рекомендуемое) Журнал регистрации нарядов-допусков на производство газоопасных работ 143
Приложение 31 (рекомендуемое) Наряд-допуск на выполнение огневых работ 144
Приложение 32 (рекомендуемое) Журнал регистрации нарядов-допусков на проведение огневых работ 146
Приложение 33 (рекомендуемое) Журнал учета газоопасных работ, выполняемых без наряда-допуска 147
Приложение 34 (рекомендуемое) Специальный план организации и производства газоопасных работ 148
Приложение 35 (рекомендуемое) Журнал проверки и испытания средств индивидуальной защиты . 150
Приложение 36 (рекомендуемое) Журнал проверки на загазованность помещений зданий и колодцев объекта 151
Приложение 37 (рекомендуемое) Журнал учета установки заглушек 152
Приложение 38 (рекомендуемое) Примерный план локализации и ликвидации аварий в процессе эксплуатации объектов сжиженных углеводородных газов 153
Приложение 39 (рекомендуемое) Журнал регистрации тренировочных занятий с персоналом организации, эксплуатирующей сжиженные углеводородные газы 164
Приложение 40 (рекомендуемое) Акт по результатам консервации и/или ликвидации отдельных структурных элементов (объекта в целом) 165
Приложение 41 (рекомендуемое) Акт по результатам расконсервации отдельных структурных элементов (объекта в целом) 166
Библиография 168

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Системы газораспределительные

ОБЪЕКТЫ СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ

Общие требования к эксплуатации

Gas distribution systems. Objects of liquid petroleum gases. General requirements for operation

Дата введения — 2022—08—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает общие требования к эксплуатации объектов, использующих сжиженные углеводородные газы (СУГ) по [1], ГОСТ Р 52087, ГОСТ 27578, ГОСТ 20448 с номинальным давлением насыщенных паров при температурах от минус 40 °С до плюс 45 °С не более 1,6 МПа.

1.2 Настоящий стандарт распространяется на газонаполнительные станции (ГНС), газонаполнительные пункты (ГНП), автомобильные газозаправочные станции (АГЗС), резервуарные установки, групповые и индивидуальные баллонные установки, промежуточные склады баллонов (ПСБ), а также газопроводы и технические устройства, входящие в состав объектов СУГ или сети газопотребления СУГ.

1.3 Национальный стандарт не распространяется:

- на технологические (внутриплощадочные) газопроводы, терминалы, резервуары и газовое оборудование складов СУГ химических, нефтехимических, нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих производств, использующих СУГ в качестве сырья и топлива, производства по их изготовлению и отгрузке для объектов СУГ производственного и/или коммунально-производственного назначения, а также железнодорожные эстакады налива СУГ и железнодорожные пути к эстакадам, расположенные на данных объектах;
- терминалы хранения СУГ и их оборудование слива-налива для транспортировки СУГ речными и морскими судами, а также железнодорожные эстакады налива СУГ и железнодорожные пути к эстакадам, расположенные на терминалах;
- железнодорожные и автомобильные цистерны;
- технологические (внутриплощадочные) газопроводы, резервуары и газовое оборудование для металлургических производств;
- передвижные газоиспользующие установки, в том числе тонары, а также газовое оборудование автомобильного и железнодорожного транспорта, летательных аппаратов, речных и морских судов;
- специальное газовое и газоиспользующее оборудование военного назначения;
- экспериментальные газопроводы и опытные образцы газового оборудования;
- установки, использующие энергию взрыва газовоздушных смесей и/или предназначенные для получения защитных газов.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие документы:

ГОСТ 2.114 Единая система конструкторской документации. Технические условия

ГОСТ 8.612 Государственная система обеспечения единства измерений. Организация и порядок обеспечения внутреннего метрологического надзора на предприятиях с промышленно опасными объектами

Издание официальное

ГОСТ 9.602—2016 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии

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

ГОСТ 15.005 Система разработки и постановки продукции на производство. Создание изделий единичного и мелкосерийного производства, собираемых на месте эксплуатации

ГОСТ 27.002 Надежность в технике. Термины и определения

ГОСТ 27.004 Надежность в технике. Системы технологические. Термины и определения

ГОСТ 9238 Габариты железнодорожного подвижного состава и приближения строений

ГОСТ 15150 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 15860 Баллоны стальные сварные для сжиженных углеводородных газов на давление до 1,6 МПа. Технические условия

ГОСТ 18322 Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения

ГОСТ 19433 Грузы опасные. Классификация и маркировка

ГОСТ 20448 Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления. Технические условия

ГОСТ 24856 Арматура трубопроводная. Термины и определения

ГОСТ 25100 Грунты. Классификация

ГОСТ 27578 Газы углеводородные сжиженные для автомобильного транспорта. Технические условия

ГОСТ 31937 Здания и сооружения. Правила обследования и мониторинга технического состояния

ГОСТ 34741—2021 Системы газораспределительные. Требования к эксплуатации сетей газораспределения природного газа

ГОСТ Р 2.106 Единая система конструкторской документации. Текстовые документы

ГОСТ Р 2.601 Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы

ГОСТ Р 8.596 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

ГОСТ Р 15.301 Система разработки и постановки продукции на производство. Продукция производственно-технического назначения. Порядок разработки и постановки продукции на производство

ГОСТ Р 52087 Газы углеводородные сжиженные топливные. Технические условия

ГОСТ Р 53865 Системы газораспределительные. Термины и определения

ГОСТ Р 55559 Баллоны композитные для сжиженных углеводородных газов на рабочее давление 2,0 МПа. Общие технические требования. Методы испытаний

ГОСТ Р 58095.4—2021 Системы газораспределительные. Требования к сетям газопотребления. Часть 4. Эксплуатация

СП 62.13330.2011 «СНиП 42-01-2002 Газораспределительные системы»

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

3 Термины, определения и сокращения

3.1 В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ Р 53865, ГОСТ 24856, ГОСТ 27.002, ГОСТ 27.004, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 **газопроводы обвязки технического устройства:** Газопроводы с запорной и предохранительной арматурой, обеспечивающие функционирование технического устройства.

3.1.2 **двустенный трубопровод:** Трубопровод типа «труба в трубе», в котором по внутреннему трубопроводу транспортируется жидкая и паровая фаза СУГ, а межстенное пространство заполнено азотом и оборудовано системой контроля герметичности.

3.1.3 **двустенный резервуар:** Резервуар, представляющий собой сосуд в сосуде, во внутреннем сосуде которого находится СУГ, а межстенное пространство между сосудами заполнено азотом и оборудовано системой контроля герметичности.

3.1.4 **заправочная колонка:** Техническое устройство, предназначенное для обеспечения заправки СУГ газобаллонных автомобилей из резервуаров.

3.1.5 **защитное покрытие:** Антикоррозионное, теплоизоляционное или искробезопасное покрытие структурных элементов объекта СУГ.

3.1.6 **капитальный ремонт (объектов СУГ):** Комплекс работ по восстановлению исправного состояния структурных элементов объектов СУГ, включая замену, которые не влекут за собой изменение категории и/или первоначально установленных показателей функционирования объектов СУГ и при которых не требуется изменение границ их охранных зон.

Примечание — В объем работ по капитальному ремонту структурных элементов объектов СУГ включают работы по техническому обслуживанию и текущему ремонту.

3.1.7 **консервация:** Комплекс организационных и технических мер, обеспечивающих промышленную и экологическую безопасность при остановке объекта СУГ или его структурных элементов, предотвращение его разрушения, в том числе вследствие коррозии, а также его работоспособность после расконсервации.

3.1.8 **ликвидация (объектов СУГ):** Комплекс мероприятий, связанных с разрушением, разборкой и/или демонтажом зданий, сооружений или структурных элементов объекта СУГ с последующим приведением территорий в надлежащее состояние.

3.1.9 **наполнительная колонка (наполнительный пост):** Техническое устройство, предназначенное для обеспечения наполнения СУГ автоцистерны из резервуаров базы хранения.

3.1.10 **нештатная ситуация (на объекте СУГ):** Сочетание условий и обстоятельств при эксплуатации технологических систем, отличающихся от предусмотренных проектами, нормами и регламентами и ведущих к возникновению опасных состояний в технологических системах.

3.1.11 **объект СУГ:** Объект производственного или коммунально-производственного назначения, обеспечивающий хранение и/или реализацию СУГ, транспортировку СУГ по газопроводам до потребителя, а также использование его в качестве топлива.

3.1.12 **огневые работы (на объектах СУГ):** Работы, связанные с применением открытого огня, искрообразованием или нагреванием веществ и материалов до температур, способных вызвать воспламенение газовоздушной смеси.

Примечание — К огневым работам на объектах СУГ относятся сварка и газовая резка.

3.1.13 **обследование технического состояния здания:** Комплекс мероприятий по определению и оценке фактических значений контролируемых параметров, характеризующих возможность его дальнейшей эксплуатации, реконструкции или необходимость восстановления, усиления, ремонта.

3.1.14 **посторонние лица (на объекте СУГ):** Лица, которые не принимают участия в эксплуатации технологической системы объекта, сливоналивных операциях СУГ, локализации и ликвидации аварий на объекте.

3.1.15 **расконсервация:** Комплекс мероприятий по обеспечению восстановления работоспособности структурных элементов объекта после консервации.

3.1.16 **сеть инженерно-технического обеспечения (объектов СУГ):** Совокупность трубопроводов, коммуникаций и других сооружений, предназначенных для инженерно-технического обеспечения зданий и сооружений.

Примечание — К сооружениям на сетях инженерно-технического обеспечения относятся колодцы, конденсатосборники, тепловые камеры, дренчерные и лафетные установки и др.

3.1.17 **складская площадка:** Место, предназначенное для размещения резервуаров СУГ на территории АГЗС.

3.1.18 **сливная колонка (сливной пост):** Техническое устройство, предназначенное для обеспечения слива СУГ из автоцистерны в резервуары базы хранения.

3.1.19 **средство измерений;** СИ: Техническое средство, предназначенное для измерений и имеющее нормированные (установленные) метрологические характеристики.

3.1.20 **структурные элементы объектов СУГ:** Технические устройства технологической системы, здания и сооружения производственной зоны ГНС, ГНП, АГЗС и сети инженерно-технического обеспечения.

3.1.21 **танк-контейнер:** Стальная цистерна с запорной и предохранительной арматурой, предназначенная для приема, выдачи и перевозки СУГ, обрамленная в горизонтальном положении прямоугольным металлическим каркасом или имеющая специальные элементы, адаптирующие ее к установке и креплению на транспортное средство, а также обеспечивающие штабелирование.

3.1.22 **текущий ремонт (объектов СУГ):** Комплекс работ, выполняемых для обеспечения или восстановления работоспособного состояния структурных элементов объектов СУГ и включающих замену и/или восстановление отдельных частей этих элементов.

Примечание — В объем работ по текущему ремонту структурных элементов объектов СУГ включают работы по их техническому обслуживанию.

3.1.23 **техническое диагностирование (объектов СУГ):** Комплекс работ для разработки рекомендаций по обеспечению безопасной эксплуатации объектов СУГ до прогнозируемого перехода в предельное состояние.

3.1.24 **техническое обслуживание (объектов СУГ):** Комплекс работ или работа по поддержанию структурных элементов объектов СУГ в исправном или работоспособном состоянии.

3.1.25 **техническое устройство (объектов СУГ):** Единица промышленной продукции, на которую документация должна соответствовать требованиям национальных стандартов, единой системы конструкторской документации, единой системы технологической документации и единой системы программной документации, устанавливающим комплектность и правила оформления сопроводительной документации.

Примечание — К техническим устройствам на объектах СУГ относятся резервуары, наполнительные и сливные устройства (заправочные, наполнительные и сливные колонки, карусельные и весовые установки), насосы, компрессоры, испарители, установки электрохимической защиты газопроводов и резервуаров от электрохимической коррозии, редукционные головки на резервуарах, регуляторы давления, системы автоматики, защиты, блокировки и сигнализации, СИ, вспомогательные устройства, а также трубопроводная арматура.

3.1.26 **эксплуатационная документация (объектов СУГ):** Документация, которая в отдельности или в совокупности с другой документацией определяет правила эксплуатации продукции и/или отражает сведения, удостоверяющие гарантированные изготовителем значения основных параметров и характеристик (свойств) продукции, а также гарантии и сведения по ее эксплуатации в течение установленного срока службы или срока (продолжительности) эксплуатации.

Примечание — К эксплуатационной документации относятся проектная (рабочая), исполнительная документация, обмерочные чертежи, журналы, протоколы, акты, заполняемые при строительстве и вводе в эксплуатацию и передаваемые эксплуатационной организации объекта, использующего СУГ, инструкции (руководства) по эксплуатации, паспорта и сертификаты (декларации) соответствия техническим регламентам на технические устройства, сертификаты качества на материалы, технические паспорта объектов СУГ, эксплуатационные журналы, акты, протоколы, наряды-допуски.

3.2 В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

АВР — аварийно-восстановительные работы;

АДС — аварийно-диспетчерская служба;

АДО — аварийно-диспетчерское обслуживание;

АСУ ТП — автоматизированная система управления технологическими процессами;

ВДГО — внутридомовое газовое оборудование;

ВКГО — внутриквартирное газовое оборудование;

ГРО — газораспределительная организация;

ИТР — инженерно-технический работник;

НКПР — нижний концентрационный предел распространения пламени;

ОПО — опасный производственный объект;

ОТК — отдел технического контроля;

ТО-1 — техническое обслуживание структурного элемента объекта СУГ с периодичностью проведения один раз в смену;

ТО-2 — техническое обслуживание структурного элемента объекта СУГ с периодичностью проведения один раз в мес;

ТО-3 — техническое обслуживание структурного элемента объекта СУГ с периодичностью проведения один раз в 3 мес;

ТО-4 — техническое обслуживание структурного элемента объекта СУГ с периодичностью проведения один раз в 6 мес;

ТО-5 — техническое обслуживание структурного элемента объекта СУГ с периодичностью проведения один раз в год;

ТО-6 — техническое обслуживание структурного элемента объекта СУГ с периодичностью проведения один раз в пять лет;

ЦДС — центральная диспетчерская служба;

ЭХЗ — электрохимическая защита.

4 Классификация

Объекты СУГ следует классифицировать по единовременному, суммарному максимальному количеству СУГ, определенному проектной (рабочей) документацией в соответствии с [2], а также по признакам, приведенным в таблице 1.

Таблица 1 — Классификационный признак объектов СУГ

Наименование объекта	Классификационный признак
ГНС	Годовая производительность (реализация), т
ГНП	
АГЗС	Количество заправок автомобилей (легковых, грузовых) в сутки, шт./сут
Резервуарные установки	Часовой расход паровой фазы СУГ, $м^3$, количество резервуаров, шт.
Групповые и индивидуальные баллонные установки	Число баллонов в установке, шт.
ПСБ	Общая вместимость наполненных баллонов, л ($м^3$)

5 Общие положения по эксплуатации

5.1 При эксплуатации объектов СУГ следует руководствоваться настоящим стандартом, [3], [4], эксплуатационной документацией предприятий — изготовителей технических устройств, применяемых на данных объектах.

Для АГЗС также необходимо выполнять положения [5].

При эксплуатации объектов СУГ не допускаются отступления от проектной (рабочей) документации.

При эксплуатации объектов СУГ, относящихся к ОПО, также следует руководствоваться [2], [6] и [7].

При эксплуатации баллонов, в том числе изготовленных из композитных материалов, следует руководствоваться [7], а также положениями, установленными разработчиком проекта и/или предприятием — изготовителем баллона и указанными в руководстве (инструкции) по эксплуатации и иной документации предприятия-изготовителя.

5.2 В организациях, эксплуатирующих объекты СУГ, относящиеся к ОПО, следует организовывать и осуществлять производственный контроль за всеми процессами, связанными с эксплуатацией объектов СУГ.

5.3 Ответственность за осуществление и организацию производственного контроля должны нести технический руководитель организации, эксплуатирующей объект СУГ, и лица, на которых возложены такие обязанности в соответствии с [7] и [8].

5.4 Технические устройства, применяемые на объектах СУГ, в том числе зарубежного производства, должны иметь разрешительные документы (сертификат или декларация соответствия).

5.5 Эксплуатацию технологических и технических устройств следует осуществлять при температурных условиях, не нарушающих температурных пределов, указанных в эксплуатационной документации предприятия-изготовителя.

5.6 Эксплуатационная документация на блоки полной заводской готовности объектов СУГ должна соответствовать ГОСТ 15.005, ГОСТ Р 2.601, ГОСТ Р 2.106, ГОСТ 2.114, ГОСТ Р 15.301, ГОСТ 18322, ГОСТ 15150, ГОСТ 24856, [3] и [9]. Конструкции, узлы, детали и используемые материалы блоков должны обеспечивать сохранение их прочности с учетом воздействия на них СУГ и окружающей среды в течение срока эксплуатации (при соблюдении указаний предприятия-изготовителя, приведенных в эксплуатационной документации).

5.7 Сроки и виды работ при проведении технического обслуживания, текущего и капитального ремонтов, технического освидетельствования и диагностирования структурных элементов объектов СУГ следует принимать по эксплуатационной документации предприятий-изготовителей, но не реже, чем указано в разделе 10.

5.8 Сроки проведения технического обслуживания, текущего и капитального ремонтов ЭХЗ объектов СУГ допускается совмещать со сроками проведения соответствующих работ на подземных резервуарах и газопроводах.

5.9 Техническое обслуживание, текущий и капитальный ремонты трубопроводной арматуры допускается выполнять совместно с проведением указанных работ на газопроводах в установленные для газопроводов сроки.

5.10 Технические устройства (резервуары для хранения СУГ) и газопроводы подлежат техническому диагностированию после окончания срока службы, установленного предприятием-изготовителем (для резервуаров для хранения СУГ), или срока эксплуатации, установленного в проектной (рабочей) документации (для газопроводов), а также после длительного перерыва в работе (более 6 мес), аварии, пожара, землетрясения свыше шести баллов. При отсутствии в эксплуатационной документации предприятия-изготовителя данных о сроке службы технического устройства техническое диагностирование следует проводить через 20 лет после ввода в эксплуатацию технического устройства.

При отсутствии в проектной (рабочей) документации данных о сроке эксплуатации газопроводов техническое диагностирование следует проводить через 30 лет после ввода в эксплуатацию газопровода.

При положительных результатах технического диагностирования технические устройства следует включать в работу после проведения пусконаладочных работ и эксплуатировать согласно рекомендациям, выданным по результатам технического диагностирования.

5.11 Техническое диагностирование газопроводов и технических устройств следует выполнять по методикам, утвержденным в установленном порядке.

5.12 Техническое диагностирование, текущий и капитальный ремонты должны осуществлять организации, выполняющие данные работы на законных основаниях.

5.13 Включение в работу технических устройств (резервуаров для хранения СУГ) после технического освидетельствования, технического диагностирования или ремонта, связанных с их остановкой и отсоединением от газопроводов, следует проводить по письменному разрешению технического руководителя организации, эксплуатирующей объекты СУГ.

5.14 Техническое обслуживание, ремонт, техническое освидетельствование технических устройств (резервуаров для хранения СУГ) с закончившимся назначенным сроком службы следует проводить по рекомендациям и в сроки, указанные в заключении экспертизы промышленной безопасности организации, выполнявшей техническое диагностирование.

5.15 Организации, эксплуатирующие объекты СУГ, должны:

а) обеспечить надежную и безопасную эксплуатацию объектов СУГ путем выполнения комплекса мероприятий:

1) осмотр/обход наружных газопроводов, техническое обслуживание, текущий и капитальный ремонт;

2) техническое диагностирование газопроводов, техническое диагностирование и освидетельствование технических устройств (резервуаров для хранения СУГ);

3) обследование технического состояния зданий и сооружений по истечении сроков эксплуатации, установленных проектной документацией.

Осмотр/обход наружных газопроводов, техническое обслуживание и ремонт структурных элементов объектов СУГ следует проводить в сроки, установленные графиками, утвержденными техническим руководителем организации, эксплуатирующей объект СУГ, и согласованными с организацией, осуществляющей обслуживание и ремонт технических устройств. Графики должны содержать планируемые даты проведения работ, которые допускается уточнять/корректировать (при необходимости) до начала календарного периода их проведения (месяца, квартала). Внеочередное проведение работ следует выполнять [по требованию (предписанию) надзорных органов для ОПО] при выявлении недопустимых неисправностей по распоряжению ответственного за эксплуатацию, после возникновения нештатных ситуаций (аварии, пожары, землетрясения свыше шести баллов и т. д.). При составлении графиков кроме положений настоящего стандарта и эксплуатационной документации предприятий-изготовителей необходимо учитывать техническое состояние структурных элементов объекта СУГ, сроки их эксплуатации, установленные проектной документацией, наличие и эффективность установок ЭХЗ подземных стальных конструкций, особые природные и грунтовые условия;

б) заключить договоры с организациями, выполняющими работы по техническому обслуживанию и ремонту газопроводов, технологических и технических устройств, в случае, если организация, эксплуатирующая объект СУГ, не имеет в своем составе газовой службы;

в) обеспечить сохранность:

1) проектной (рабочей) и/или исполнительной документации, документации, заполняемой строительно-монтажной, пусконаладочной и эксплуатационной организациями при сдаче объекта в эксплуатацию, которая должна храниться в течение всего срока эксплуатации объекта (до его ликвидации);

2) журналов регистрации инструктажа на рабочем месте;

3) документации, заполняемой при эксплуатации объекта СУГ. Формы основных документов, заполняемых при эксплуатации, приведены в приложениях А—Я и 1—41. При необходимости допускается разрабатывать дополнительные формы эксплуатационных журналов и актов. Порядок и условия хранения эксплуатационной документации должны быть установлены распорядительным документом организации, эксплуатирующей объект СУГ;

4) других документов (по усмотрению технического руководителя организации, эксплуатирующей объект СУГ);

г) обеспечить разработку, согласование, утверждение и пересмотр в установленном порядке производственных и/или должностных инструкций, инструкций по охране труда, пожарной безопасности, по безопасному проведению огневых и газоопасных работ;

д) обеспечить разработку, согласование и утверждение в установленном порядке планов локализации и ликвидации аварий, планов взаимодействия с другими оперативными службами, а также их пересмотр в соответствии с графиком и согласование с заинтересованными организациями;

е) незамедлительно сообщить в соответствующие надзорные органы о нарушениях противопожарных расстояний при строительстве в охранных зонах объекта СУГ зданий и сооружений, не относящихся к нему;

ж) прекратить проведение сливоналивных и ремонтных работ, наполнение баллонов, заправку автомобилей СУГ, техническое освидетельствование и диагностирование резервуаров на объектах, а также замену баллонов в групповых и индивидуальных баллонных установках во время грозы и во время опасности проявления атмосферных разрядов, при пожаре, аварии или других чрезвычайных и нештатных ситуациях, снижающих безопасность объекта и/или его персонала;

и) обеспечить выполнение работ по техническому перевооружению, консервации, расконсервации, ликвидации отдельных структурных элементов объекта СУГ (объекта СУГ в целом) в соответствии с разработанной документацией.

5.16 Организации, эксплуатирующие объекты СУГ, относящиеся к ОПО, должны дополнительно к 5.15:

- обеспечить сохранность заключения экспертизы проектной документации, а также плана-схемы ближайших водоисточников, используемых для пожаротушения, плана эвакуации людей и транспортных средств (для ГНС, ГНП, АГЗС);

- обеспечить разработку, согласование и утверждение в установленном порядке планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий (для ОПО I—III классов опасности), а также их пересмотр в соответствии с графиком и согласование с заинтересованными организациями, проводить учебно-тренировочные занятия по локализации и ликвидации последствий аварий не реже одного раза в 3 мес;

- своевременно проинформировать надзорные органы о произошедших авариях и инцидентах;

- осуществить мероприятия по ликвидации последствий аварий и оказать содействие надзорным органам в расследовании их причин;

- обеспечить своевременное расследование, учет и анализ аварий и инцидентов, а также разработку мероприятий по их предупреждению;

- принимать участие в техническом расследовании причин аварий и инцидентов в составе комиссий;

- предоставить в надзорные органы информацию о выполнении мероприятий, предусмотренных их предписаниями.

5.17 Капитальный ремонт технических устройств следует проводить по мере необходимости по результатам технического обслуживания, текущего ремонта, технического освидетельствования и/или технического диагностирования при выявлении неисправностей, которые могут вызвать возникновение аварийных ситуаций и инцидентов, если иное не установлено предприятием-изготовителем.

5.18 Техническое обслуживание и ремонт газопроводов, технических и технологических устройств должен проводить персонал газовой службы организации, эксплуатирующей объект СУГ, или персонал сторонней организации по договору. Ремонт сетей инженерно-технического обеспечения (водопровод, канализация, тепловая сеть, средства пожаротушения) допускается также проводить с привлечением сторонней организации (при наличии у нее соответствующей лицензии) по договору.

5.19 Капитальный ремонт зданий и сооружений должна проводить организация, выполняющая данные работы на законных основаниях.

5.20 После ремонта технические устройства должны быть испытаны, проверены и отрегулированы в соответствии с эксплуатационной документацией предприятий-изготовителей.

5.21 При выполнении работ по ремонту подземных стальных конструкций, в том числе газопроводов и резервуаров, установки ЭХЗ следует отключать на время проведения работ.

5.22 На основании положений настоящего стандарта в организации в установленном порядке должны разрабатываться производственные инструкции с учетом документации предприятий — изготовителей технических и технологических устройств. Также в организации следует разрабатывать должностные инструкции, инструкции по пожарной безопасности и охране труда. Данные инструкции должен утверждать технический руководитель организации, эксплуатирующей объект СУГ.

5.23 В производственных инструкциях необходимо указывать технологическую последовательность выполнения работ. К производственным инструкциям по техническому обслуживанию и ремонту технических устройств следует прилагать технологические схемы газопроводов и технических устройств с указанием их мест установки и порядковых номеров. Технологические схемы газопроводов и технических устройств должен утверждать технический руководитель (руководитель обособленного подразделения) организации, эксплуатирующей объект СУГ.

5.24 Рабочие места на ГНС, ГНП, АГЗС следует обеспечивать технологическими схемами, производственными инструкциями, планами локализации и ликвидации аварий, схемами эвакуации людей.

5.25 Технологические схемы следует пересматривать и переутверждать после реконструкции, технического перевооружения, консервации, расконсервации структурных элементов объектов СУГ в установленном порядке.

Производственные инструкции следует пересматривать и переутверждать (при необходимости) после реконструкции и технического перевооружения структурных элементов объектов СУГ в установленном порядке.

5.26 Копии должностных инструкций следует выдавать персоналу объекта на руки под роспись. В должностных инструкциях необходимо указывать права и обязанности руководителей и специалистов.

5.27 АДО резервуарных установок, групповых и индивидуальных баллонных установок, предназначенных для подачи паровой фазы СУГ в жилые одноквартирные дома, жилые многоквартирные и общественные здания, должна выполнять организация, имеющая разрешение на проведение данного вида работ на основании заключенного договора.

5.28 В организациях, эксплуатирующих объекты СУГ, имеющих собственную газовую службу, АДО должен выполнять персонал этих организаций.

При отсутствии газовых служб в организациях, эксплуатирующих объекты СУГ, АДО должна выполнять организация, имеющая разрешение на проведение данного вида работ на основании заключенного договора.

5.29 Зону обслуживания аварийной бригады следует определять исходя из обеспечения прибытия аварийной бригады в течение часа после поступления аварийной заявки диспетчеру.

5.30 Лица, проживающие в жилых одноквартирных домах и жилых многоквартирных зданиях, в которых газоснабжение осуществляется от резервуарных, групповых и/или индивидуальных баллонных установок, или потребители, осуществляющие управление многоквартирными домами, оказывающие услуги и/или выполняющие работы по содержанию и ремонту общего имущества в многоквартирных домах (в том числе управляющие организации, товарищества собственников жилья, жилищные кооперативы или иные специализированные потребительские кооперативы), или их представители должны заключать договора на техническое обслуживание и ремонт ВДГО и/или ВКГО в соответствии с [10], проходить инструктаж по безопасному использованию газа при удовлетворении коммунально-бытовых нужд в соответствии с [11], своевременно сообщать в АДС ГРО о замеченных неисправностях установок и газоиспользующего оборудования.

5.31 Контроль за выполнением работ по эксплуатации, в том числе по техническому обслуживанию, текущему и капитальному ремонтам, техническому освидетельствованию и диагностированию должно осуществлять ответственное лицо, назначенное техническим руководителем организации, эксплуатирующей объект СУГ.

5.32 Перед назначением ответственных лиц за эксплуатацию отделений и участков ГНС и ГНП следует проводить разграничение участков технологической системы (с указанием границ на технологической схеме по ближайшей запорной арматуре) с оформлением соответствующего распорядительного документа. Кроме того, должны назначаться ответственные лица за эксплуатацию сетей инженерно-технического обеспечения (водопровод, канализация, вентиляция и т. д.).

5.33 При эксплуатации следует соблюдать следующие требования, обеспечивающие безопасность объекта СУГ и его персонала:

а) сливоналивные операции, а также работы по техническому обслуживанию, техническому освидетельствованию, техническому диагностированию и ремонтам проводят, как правило, в дневное время суток. При необходимости допускается проводить сливоналивные операции, а также заправку газобаллонных автомобилей на АГЗС в ночное время при соответствующем освещении, предупреждении персонала о возможности возникновения чрезвычайных ситуаций;

б) не допускается создание перепада давления между цистерной и резервуаром сбросом в атмосферу паровой фазы СУГ из наполняемого резервуара;

в) передача смены должна проводиться после окончания работы предыдущей смены. Не допускаются прием и передача смены во время ликвидации аварий и проведения сливоналивных операций;

г) перед пуском технических устройств их внутренние полости следует очищать от грязи, окалины, остатков масляных загрязнений и посторонних предметов. При этом перед пуском технических устройств в эксплуатацию после длительного перерыва в работе (более 6 мес) следует проверять их работоспособность, а также работоспособность СИ, средств автоматизации и сигнализации;

д) не допускается эксплуатация технических устройств ГНС, ГНП, АГЗС:

1) во время опасности проявления атмосферных разрядов и при грозе, землетрясении, пожаре, аварии или других чрезвычайных и нештатных ситуациях, снижающих безопасность объекта и/или его персонала;

2) во время отключения электроэнергии;

3) при неисправной или отключенной системе вентиляции в производственных помещениях с взрывоопасными зонами;

4) при выходе из строя или отключении СИ, средств автоматизации и сигнализации;

е) не допускается подтягивать крепежные детали фланцевых соединений, удалять (менять) болты на газопроводах и технических устройствах под давлением;

ж) не допускается проведение ремонта технических устройств на местах установки без соблюдения дополнительных мероприятий, которые должны быть разработаны в производственных инструкциях до начала эксплуатации объекта;

и) не допускается демонтаж технических устройств перед проведением замены или ремонта без отключения участка газопровода для исключения поступления в него СУГ, освобождения от СУГ, продувки и установки заглушек. Заглушки должны быть рассчитаны на рабочее давление и иметь хвостовики, выступающие за пределы фланцев. На хвостовиках должно быть выбито клеймо с указанием

давления СУГ и диаметра газопровода, номера заглушки, марки стали. Требования к проведению продувки приведены в 10.4.16—10.4.20;

к) не допускается вход и въезд посторонним лицам:

1) на территорию производственной зоны ГНС и ГНП;

2) на территорию размещения складской площадки резервуаров, площадки автоцистерны и заправочных островков АГЗС, за исключением водителя автотранспортного средства. На АГЗС с объектами сервисного обслуживания разрешается доступ посторонних лиц только на территорию данных объектов;

3) на площадку размещения резервуарных и баллонных установок;

4) на территорию размещения ПСБ, кроме водителей специальных автотранспортных средств для транспортирования баллонов;

л) высадку и посадку пассажиров автотранспортных средств следует проводить за пределами ограждения складской зоны, площадки для автомобильной цистерны и зоны заправочных островков на соответствующих специальных площадках;

м) при проведении огневых работ в помещениях, а также на территории объекта в радиусе 20 м от места их проведения следует проводить анализ воздушной среды на содержание СУГ не реже чем через каждые 10 мин. Концентрацию СУГ считают опасной при наличии СУГ в воздухе помещения 10 % НКПР, 20 % НКПР — вне помещения;

н) не допускается выявлять утечки СУГ открытым огнем. Выявление утечки СУГ следует проводить внешним осмотром с помощью пенообразующего раствора или приборным методом. Внешними признаками утечки СУГ являются запах, обмерзание места утечки, шум выходящего из отверстия газа. Утечки СУГ следует устранять в аварийном порядке;

п) при выявлении утечки СУГ и невозможности ее оперативного устранения необходимо отключить поврежденный участок газопровода с помощью запорной арматуры и установки заглушек, а при утечке из резервуара — незамедлительно приступить к его опорожнению в другие резервуары базы хранения или в аварийный резервуар с помощью соединительных рукавов или шарнирно-сочлененных устройств;

р) не допускается подтягивать разъемные соединения технических устройств газопроводов, находящихся под давлением свыше 0,005 МПа;

с) не допускается применение ударного и искрообразующего инструментов для навинчивания болтов и гаек. Для этих целей следует применять омедненный инструмент;

т) не допускается устранение утечек СУГ на работающих технических устройствах. Ремонтные работы следует возобновлять только после устранения утечек СУГ.

5.34 Давление настройки предохранительных клапанов не должно превышать более чем на 15 % значения рабочего давления.

5.35 Проверку параметров настройки предохранительных клапанов и их регулировку следует проводить на стенде или на месте с помощью специального приспособления с периодичностью в соответствии с документацией предприятий-изготовителей, а при отсутствии установленных предприятием-изготовителем сроков:

- не реже одного раза в 6 мес — для предохранительных клапанов резервуаров;
- при проведении текущего ремонта, но не реже одного раза в год — для предохранительных клапанов, установленных на газопроводах.

Проверку исправности действия предохранительного клапана необходимо проводить принудительным открыванием его во время работы оборудования с периодичностью, установленной в производственной инструкции по эксплуатации предохранительных клапанов, но не реже одного раза в месяц или в соответствии с инструкцией предприятия-изготовителя, если подрыв клапана не предусмотрен его конструкцией.

5.36 Предохранительные клапаны после проверки параметров настройки или испытания должны быть опломбированы и зарегистрированы в эксплуатационном журнале.

5.37 На ГНС, ГНП, АГЗС должна быть организована постоянная связь персонала с отделениями, участками и руководством объекта [радио или телефонная, в том числе сотовая с возможностью «хэндфри», громкоговорящая (при необходимости)], а также с аварийно-спасательными службами и МЧС России.

5.38 Отвод воды после охлаждения компрессоров, гидравлических испытаний резервуаров должен проводиться с исключением попадания СУГ в канализацию.

5.39 На ГНС, ГНП, АГЗС следует устанавливать соответствующие знаки безопасности и дорожные знаки, регламентирующие движение автотранспорта по территории объекта.

5.40 При возникновении нештатных ситуаций посторонних лиц следует немедленно эвакуировать с территории объекта в безопасное место. При авариях на ОПО следует оповещать органы Ростехнадзора, МЧС России и другие организации, указанные в плане взаимодействия, привлекаемые к устранению аварий.

5.41 Прием и передачу смен на каждом участке ГНС, ГНП, а также АГЗС сопровождают проверкой:

- исправности технических устройств;
- наличия ограждений, СИ, систем противопожарной защиты и первичных средств пожаротушения, а также их работоспособности;
- подключения средств автоматизации, сигнализации и блокировок, заземления;
- работоспособности систем освещения и вентиляции.

Результаты осмотра следует заносить в журнал приема и сдачи смены, форма которого приведена в приложении А.

5.42 Эксплуатацию, в том числе техническое обслуживание и ремонт, наружных газопроводов паровой фазы СУГ сети газораспределения и технических устройств, расположенных на них, следует проводить аналогично ГОСТ 34741 с учетом 10.4.21.

Эксплуатацию, в том числе техническое обслуживание и ремонт, наружных и внутренних газопроводов паровой фазы СУГ сети газопотребления и технических устройств, расположенных на них, следует проводить аналогично ГОСТ Р 58095.4 с учетом 10.4.21.

5.43 Персонал следует обеспечивать сертифицированными средствами индивидуальной защиты в соответствии с характером выполняемой работы.

5.44 Перед пуском объекта в эксплуатацию следует составлять технический паспорт, который заполняется ежегодно. Формы технических паспортов приведены в приложениях Б—Ж.

6 Технологические операции на объектах сжиженных углеводородных газов

6.1 На ГНС и ГНП следует выполнять следующие основные технологические операции:

- слив СУГ из железнодорожных (на ГНС), автомобильных цистерн, танк-контейнеров и/или подачу по газопроводам с газоперерабатывающих и нефтеперерабатывающих заводов в резервуары базы хранения. Слив СУГ из танк-контейнеров возможен при условии разработки специальных технических условий для проектирования объекта СУГ, на котором предполагается проводить эту операцию;
- наполнение автомобильных цистерн и баллонов;
- заправку собственных газобаллонных автомобилей;
- внутриплощадочные перекачки СУГ с использованием насосов, и/или компрессоров, и/или испарителей;
- техническое освидетельствование баллонов (на ГНС), резервуаров, сосудов автоцистерн;
- слив СУГ из переполненных и неисправных баллонов, слив неиспарившихся остатков из резервуаров и баллонов;
- прием порожних и выдачу наполненных баллонов, доставляемых с использованием специальных автотранспортных средств ГНС и ГНП, а также автотранспортных средств предприятий и частных лиц с использованием устройств, обеспечивающих безопасность транспортирования баллонов;
- транспортирование баллонов по территории ГНС, ГНП с использованием специальных автотранспортных средств, а также специально приспособленных для этого тележек, оборудованных устройствами, обеспечивающими безопасность транспортирования баллонов.

6.2 На АГЗС выполняют следующие основные технологические операции:

- слив СУГ из автомобильных цистерн в резервуары складской площадки или подачу СУГ в колонки из резервуаров базы хранения СУГ ГНС;
- заправку газобаллонных автомобилей;
- внутриплощадочные перекачки СУГ с использованием насосов и/или компрессоров;
- слив СУГ и неиспарившихся остатков из резервуаров в автомобильные цистерны.

6.3 На резервуарных установках должны выполняться следующие основные технологические операции:

- слив СУГ из автомобильных цистерн в резервуары;

- испарение жидкой фазы с использованием испарителей или естественным способом, редуцирование паровой фазы СУГ с использованием регуляторов давления газа и подача в наружный газопровод к газоиспользующему оборудованию;

- слив СУГ и неиспарившихся остатков из резервуаров в автомобильные цистерны.

6.4 На групповых и индивидуальных баллонных установках выполняется редуцирование паровой фазы СУГ с использованием регуляторов давления газа и подача в наружный газопровод к газоиспользующему оборудованию.

7 Должностные лица и обслуживающий персонал

7.1 К работе на объектах СУГ допускаются руководители и специалисты, прошедшие обучение по охране труда и проверку знаний требований охраны труда в порядке, установленном [12]. К работе на объектах СУГ, относящихся к ОПО, допускаются руководители и специалисты, дополнительно аттестованные в соответствии с [2] в объеме требований промышленной безопасности, необходимых для исполнения ими трудовых обязанностей.

Лица, ответственные за соблюдение требований охраны окружающей среды и пожарной безопасности, должны пройти аттестацию в объеме, соответствующем должностным обязанностям и установленной компетенции.

Лица, относящиеся к электротехническому персоналу, должны пройти проверку знаний в соответствии с [13].

К работе на объектах СУГ допускаются рабочие, прошедшие обучение и проверку знаний по безопасным методам и приемам выполнения работ в объеме производственных инструкций и/или профессиональных стандартов. Перед допуском к самостоятельному выполнению газоопасных работ (после проверки знаний) рабочий должен проходить стажировку под наблюдением опытного работника в течение не менее первых десяти рабочих смен. Стажировку и допуск к самостоятельному выполнению газоопасных работ следует оформлять распорядительным документом организации, эксплуатирующей объекты СУГ, и записями в соответствующих журналах.

7.2 Сварочные работы следует выполнять с применением сварочных материалов, оборудования и технологий, сертифицированных в центрах, аккредитованных в установленном порядке.

К выполнению сварочных работ допускаются сварщики и специалисты сварочного производства, имеющие соответствующую квалификацию, подтвержденную в установленном порядке.

7.3 Эксплуатацию электрооборудования и электроустановок должен осуществлять подготовленный персонал, прошедший проверку знаний и имеющий группу по электробезопасности.

7.4 Ответственный за безопасную эксплуатацию объекта СУГ должен:

- принимать участие в рассмотрении проектной (рабочей) и исполнительной документации перед проведением пусконаладочных работ;

- принимать участие в комиссии по приемке и вводу в эксплуатацию объектов;

- организовывать работы по вводу в эксплуатацию объекта;

- разрабатывать производственные инструкции, план локализации и ликвидации аварий, план взаимодействия с заинтересованными организациями и заключать с ними договора;

- осуществлять проверку соблюдения порядка допуска специалистов и персонала к самостоятельной работе;

- организовывать и проводить тренировочные занятия специалистов и рабочих по плану локализации и ликвидации аварий;

- осуществлять контроль выполнения графиков технического обслуживания, ремонта, технического освидетельствования и диагностирования структурных элементов объекта СУГ проверкой ведения эксплуатационных журналов;

- приостанавливать работу неисправных технических устройств;

- осуществлять контроль выполнения мероприятий по замене и модернизации газового оборудования.

Ответственный за безопасную эксплуатацию объектов СУГ, относящихся к ОПО, должен дополнительно:

- разрабатывать планы мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий (для ОПО I—III классов опасности);

- участвовать в комиссиях по проверке знаний персонала требований промышленной безопасности, [6];

- осуществлять выдачу руководителям и специалистам предписаний по устранению нарушений [6] и контроль их выполнения;

- организовывать и проводить тренировку специалистов и рабочих по плану мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий (для ОПО I—III классов опасности).

7.5 Ответственный за безопасную эксплуатацию участков (отделений и наружных установок) должен:

- участвовать в рассмотрении проектной (рабочей) и исполнительной документации перед проведением пусконаладочных работ;

- участвовать в проведении пусконаладочных работ;

- осуществлять проверку соблюдения порядка допуска специалистов и персонала к самостоятельной работе.

7.6 Персонал объектов должен выполнять технологические операции в соответствии с производственными инструкциями, отнесенными к их трудовым обязанностям.

7.7 Работы, связанные с прямой угрозой жизни и здоровью персонала, должен выполнять специально обученный и допущенный к проведению данных работ персонал.

8 Ввод объектов в эксплуатацию

8.1 Ввод в эксплуатацию ГНП, ГНС, АГЗС и резервуарных установок после их строительства, реконструкции, технического перевооружения, капитального ремонта и расконсервации следует осуществлять при наличии на данных объектах:

- проектной (рабочей) документации и отчетов по инженерным изысканиям (после строительства, реконструкции), документации на техническое перевооружение, консервацию (после технического перевооружения, расконсервации), документации на капитальный ремонт (после капитального ремонта);

- исполнительной документации;

- эксплуатационной документации предприятий — изготовителей технических устройств (паспорта, инструкции по эксплуатации и монтажу);

- технических паспортов на объекты СУГ;

- протоколов проверки сварных стыков газопроводов физическими методами контроля, протоколов механических испытаний сварных стыков газопроводов;

- акта приемки установок ЭХЗ (для подземных газопроводов и резервуаров СУГ);

- актов приемки скрытых работ;

- актов приемки технических устройств для проведения комплексного опробования;

- общих и/или специальных журналов проведения работ подрядных и субподрядных организаций;

- акта проведения индивидуального опробования технологической системы;

- акта проведения комплексного опробования технологической системы объекта;

- копии распорядительного документа о назначении лица, ответственного за безопасную эксплуатацию объекта СУГ;

- положения о газовой службе (при наличии) или договора со сторонней организацией, осуществляющей работы по техническому обслуживанию и ремонту газопроводов и технических устройств на законных основаниях;

- производственных инструкций и технологических схем;

- акта проверки молниезащиты и заземления;

- акта проверки срабатывания сигнализаторов загазованности, блокировок и автоматики безопасности.

Ввод в эксплуатацию ГНП, ГНС, АГЗС и резервуарных установок, относящихся к ОПО, следует осуществлять при наличии на данных объектах дополнительно:

- положительного заключения государственной (негосударственной) экспертизы проектной документации на новое строительство, реконструкцию или заключения экспертизы промышленной безопасности документации на техническое перевооружение;

- протоколов заседания аттестационной комиссии, а также протоколов центральной аттестационной комиссии аттестации работников;

- плана мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на объектах СУГ (для ОПО I—III классов опасности).

8.2 Перед вводом объектов СУГ (ГНС, ГНП, АГЗС, резервуарные и групповые баллонные установки) в эксплуатацию следует выполнять:

- подготовительные работы;
- пусконаладочные работы.

8.3 К подготовительным работам при вводе объектов в эксплуатацию следует относить:

а) регистрацию сосудов, работающих под избыточным давлением, подлежащих учету в органах Ростехнадзора в соответствии с [7];

б) назначение застройщиком (заказчиком) приемочной комиссии из представителей заинтересованных организаций, в том числе представителя организации, эксплуатирующей объекты СУГ;

в) оформление и передачу строительной организацией заказчику:

1) исполнительной документации;
2) эксплуатационной документации предприятий — изготовителей технических устройств;
3) сертификатов и деклараций соответствия технических устройств;
4) строительных паспортов структурных элементов объекта СУГ;
5) протоколов и актов на работы, выполненные во время строительства;
6) других документов (по мотивированному запросу заказчика);

г) подписание рабочей комиссией акта на проведение пусконаладочных работ и комплексное опробование оборудования.

8.4 К подготовительным работам, проводимым пусконаладочной организацией, следует относить:

а) указание направления движения газа на газопроводах, а на рукоятках запорной арматуры — направление вращения при открытии и закрытии;

б) разработку программы проведения пусконаладочных работ с указанием сроков выполнения работ и исполнителей, которая должна быть утверждена руководителем организации, эксплуатирующей объекты СУГ;

в) определение состава пусконаладочной бригады, участвующей в пусконаладочных работах. В состав бригад должны входить лица, аттестованные или прошедшие проверку знаний в установленном порядке;

г) подготовку инструмента, материалов, необходимых для проведения пусконаладочных работ;

д) ознакомление членов бригад с проектной (рабочей) и/или исполнительной документацией, обеспечение их соответствующими инструментами, приборами и приспособлениями, в том числе средствами пожаротушения, а также сертифицированной спецодеждой и спецобувью;

е) проверку соответствия монтажа технологической системы проектной (рабочей) и исполнительной документации объекта (ГНС):

1) железнодорожных путей на территории ГНС;
2) сливной железнодорожной эстакады;
3) резервуаров базы хранения СУГ;
4) насосно-компрессорного и/или испарительного отделения;
5) наполнительного отделения;
6) отделения слива неиспарившихся остатков, технического освидетельствования и ремонта баллонов;
7) газопроводов жидкой и паровой фаз СУГ;
8) колонок (постов) для наполнения автоцистерн, слива СУГ из автоцистерн;
9) колонок для заправки газобаллонных автомобилей;
10) вентиляционных систем помещений с взрывоопасными зонами;
11) электрооборудования помещений с взрывоопасными зонами. На других объектах СУГ перечень структурных элементов уточняется в соответствии с проектной (рабочей) документацией;

ж) проверку работоспособности электрооборудования, СИ, систем автоматизации, противоаварийной и противопожарной защит, систем связи с оформлением актов на проверку эффективности электрооборудования и средств автоматики безопасности;

и) проведение инструктажа персонала организации, эксплуатирующей объекты СУГ, принимающей участие в пусконаладочных работах;

к) распределение работ между членами пусконаладочной бригады и персоналом организации, эксплуатирующей объекты СУГ;

л) выдачу нарядов-допусков на газоопасные работы.

К подготовительным работам, проводимым организацией, эксплуатирующей объекты СУГ, следует относить:

- определение состава персонала организации, эксплуатирующей объекты СУГ, участвующего в пусконаладочных работах. В состав бригад должны входить лица, аттестованные или прошедшие проверку знаний в установленном порядке;

- обеспечение аттестации работников в объеме требований промышленной безопасности, необходимых для исполнения ими трудовых обязанностей (для объектов СУГ, относящихся к ОПО);

- уведомление членов приемочной комиссии о дате проведения пусконаладочных работ не позднее чем за 10 рабочих дней;

- назначение ответственных за выполнение газоопасных работ, техническое состояние и безопасную эксплуатацию сосудов, работающих под избыточным давлением, а также лиц, ответственных за безопасную эксплуатацию электрохозяйства и вентиляционного оборудования;

- утверждение должностных и производственных инструкций, графиков технического обслуживания и ремонта, планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий (для ОПО IV класса опасности), обеспечение взаимодействия с подразделениями МЧС России, станциями скорой медицинской помощи, ГРО;

- выдачу на руки персоналу и вывешивание на рабочих местах производственных инструкций и технологических схем (ГНС, ГНП, АГЗС);

- нанесение на насосы, компрессоры, испарители, резервуары, наполнительные и сливные колонки, электродвигатели, вентиляторы, запорную и предохранительную арматуру и другие технические устройства номеров согласно технологической схеме;

- нанесение обозначений категорий помещений по взрывопожарной опасности и наружных установок по пожарной опасности, а также классов взрывоопасных и пожароопасных зон в соответствии с проектной (рабочей) документацией;

- проверку и регулировку работы вентиляционных систем с оформлением актов на проверку эффективности вентиляционных систем организацией, выполняющей данные работы на законных основаниях (ГНС, ГНП, АГЗС).

8.5 При осуществлении пусконаладочных работ следует выполнять:

- внешний осмотр технических устройств, в том числе СИ, с целью подтверждения отсутствия на элементах технологической системы повреждений;

- проверку работоспособности средств пожаротушения и вентиляции взрывопожароопасных помещений;

- проверку работы стационарных сигнализаторов взрывоопасной концентрации СУГ;

- продувку технических устройств (паровой фазой СУГ или инертным газом) до содержания кислорода не более 1 %;

- проверку работы СИ;

- слив СУГ в резервуары базы хранения;

- индивидуальное опробование в работе технических устройств (компрессоров, испарителей и насосов), включающее проверку их работоспособности в соответствии с эксплуатационной документацией;

- наполнение баллонов;

- пуск газа потребителям (за исключением ГНС, ГНП и АГЗС);

- комплексное опробование.

8.6 Пусконаладочные работы следует осуществлять также в следующих случаях:

- после длительного перерыва в работе (более 6 мес);

- после технического освидетельствования и/или технического диагностирования. Объем пусконаладочных работ в этих случаях должен определяться лицом, ответственным за эксплуатацию объекта.

8.7 При вводе в эксплуатацию установок ЭХЗ следует проводить пусконаладочные работы, включающие в себя:

а) для установок катодной защиты:

1) выбор оптимального режима работы;

2) контроль распределения потенциалов на защищаемых подземных металлических конструкциях и смежных подземных металлических коммуникациях;

3) измерение значения выпрямляемого напряжения и силы тока, потенциала в точке присоединения установки катодной защиты к защищаемым подземным металлическим конструкциям;

б) для протекторных установок:

1) измерение потенциала защищаемых подземных металлических конструкций до присоединения протектора;

2) измерение потенциала протектора относительно земли до подключения к защищаемым подземным металлическим конструкциям;

3) определение разности потенциалов между защищаемыми подземными металлическими конструкциями и протектором до присоединения;

4) измерение потенциала защищаемых подземных металлических конструкций относительно земли после присоединения протектора;

5) измерение значения силы тока в цепи «протектор — защищаемые подземные металлические конструкции».

8.8 После проведения пусконаладочных работ значения минимальных и максимальных защитных потенциалов должны соответствовать ГОСТ 9.602.

8.9 При несоответствии измеренных значений нормируемым измерения следует повторить через 3 сут. В случае повторного несоответствия измеренных значений нормируемым порядок и объем дальнейших работ должны определять совместно заказчик, проектировщик и генподрядчик.

8.10 Перед началом и по окончании пусконаладочных работ на объекте ответственный за пусконаладочные работы непосредственно на рабочих местах должен провести инструктаж персонала.

8.11 Комплексное опробование должно включать в себя:

- испытание на герметичность (контрольную опрессовку) технологической системы воздухом или инертным газом давлением 0,3 МПа в течение 1 ч. Результаты испытания следует считать положительными при отсутствии видимого падения давления по манометру класса точности 0,6, а по манометрам класса 0,15 и 0,4 — если падение давления не превышает одного деления шкалы. Результаты испытания на герметичность (контрольную опрессовку) технологической системы должны оформлять актом в соответствии с приложением И;
- продувку технологической системы. Продувочный газ должен сбрасываться в атмосферу через продувочный газопровод. При продувке следует принимать меры, предупреждающие попадание СУГ в места, где возможно его воспламенение. Процесс продувки должен обеспечивать гарантированное рассеивание взрывоопасных концентраций в безопасной зоне объекта СУГ. Результаты продувки технологической системы следует оформлять актом в соответствии с приложением К;
- первичный пуск СУГ в технологическую систему. Перед первичным пуском следует составлять акт-наряд на первичный пуск СУГ в технологическую систему объекта по форме, приведенной в приложении Л;
- отработку режимов слива СУГ в резервуары базы хранения из железнодорожных цистерн и/или автоцистерн;
- отработку режимов наполнения СУГ баллонов и автоцистерн, заправки газобаллонных автомобилей;
- отработку режимов аварийного опорожнения (за исключением двустенных резервуаров).

8.12 При комплексном опробовании следует проверить работоспособность технологической системы, вспомогательного оборудования (систем вентиляции, электрооборудования, систем контроля и управления, устройств защиты и блокировок, сигнализации и СИ, систем противопожарной защиты и пожаротушения), безопасность их эксплуатации.

8.13 На период комплексного опробования технологической системы следует организовать дежурство эксплуатационного персонала и персонала пусконаладочной организации для наблюдения за работой ее элементов и принятия мер по своевременному устранению неисправностей и утечек газа.

8.14 Комплексное опробование считается проведенным при условии нормальной и непрерывной работы технологической системы и вспомогательного оборудования в течение:

- не менее 72 ч — на ГНС и ГНП;
- не менее 24 ч — на АГЗС;
- не менее 2 ч — на резервуарных и групповых баллонных установках.

По результатам проведения пусконаладочных работ следует оформлять акт, подтверждающий готовность объекта к вводу в эксплуатацию, по форме, приведенной в приложении М, режимную карту параметров настройки оборудования редукционной головки резервуарной установки (регулятор давления групповой баллонной установки).

8.15 Неисправности в работе систем и оборудования в случае их выявления при комплексном опробовании следует отражать в акте. Вопросы устранения неисправностей и продолжения пускона-

ладочных работ должна рассматривать комиссия, после чего комплексное опробование проводят повторно с продолжительностью, указанной в 8.14.

8.16 После приемки в эксплуатацию объект СУГ (относящийся к ОПО) должен быть зарегистрирован в органах Ростехнадзора.

8.17 Ввод в эксплуатацию сетей газопотребления СУГ от резервуарных, групповых баллонных установок и индивидуальных баллонных установок, размещенных вне здания, должны выполнять ГРО или эксплуатационная организация, с которой заключен договор оказания услуг на техническое обслуживание и ремонт сети газопотребления, а также газовые службы предприятий (для производственных зданий) в присутствии уполномоченного представителя заказчика строительства объекта капитального строительства [заказчика проектной (рабочей) документации на газификацию существующего здания, собственника жилого одноквартирного дома] на основании разрешений на ввод объекта в эксплуатацию в случаях, предусмотренных законодательством [14] и при наличии:

- акта приемки законченного строительством объекта (для вновь построенных зданий, за исключением объектов индивидуального жилищного строительства);
- акта приемки законченного строительством объекта сети газопотребления (за исключением объектов индивидуального жилищного строительства);
- акта ввода в эксплуатацию резервуарной (групповой баллонной установки) по форме, приведенной в приложении Н;
- акта проверки технического состояния дымовых и вентиляционных каналов;
- договора о техническом обслуживании и ремонте сетей газопотребления в процессе их эксплуатации;
- договора поставки СУГ (в автоцистернах или баллонах).

8.18 Первичный пуск СУГ в газопроводы сетей газопотребления СУГ следует проводить после фактического присоединения газопроводов зданий к резервуарной, групповой или индивидуальной баллонной установке. Индивидуальную баллонную установку, состоящую из одного баллона вместимостью 5 л, следует вводить в эксплуатацию при первичном подключении к газоиспользующему оборудованию на основании письменного заявления собственника помещения.

Первичный пуск СУГ в газопроводы и газоиспользующее оборудование (в том числе бытовое) сети газопотребления СУГ от резервуарных или баллонных установок следует проводить аналогично первичному пуску в сеть газопотребления природного газа по ГОСТ Р 58095.4—2021 (6.2.3, 6.2.4, 6.3, 6.4.3—6.4.6).

Ввод в эксплуатацию резервуарной, групповой или индивидуальной баллонной установки и сети газопотребления СУГ различных зданий следует оформлять актами по формам, приведенным в приложениях П—У.

9 Сливоналивные операции

9.1 Общие положения

9.1.1 СУГ, поставляемые на объекты, должны соответствовать ГОСТ Р 52087, ГОСТ 27578, ГОСТ 20448.

9.1.2 Поступление СУГ на объекты должно осуществляться железнодорожными цистернами, и/или автоцистернами, и/или по трубопроводам с газоперерабатывающих и нефтеперерабатывающих предприятий. На АГЗС допускается подача СУГ из резервуаров ГНС, если это предусмотрено проектной (рабочей) документацией.

9.1.3 При подаче СУГ по газопроводам на ГНС и ГНП с нефтеперерабатывающего предприятия граница обслуживания газопроводов персоналом ГНС, ГНП должна устанавливаться актом разграничения зон эксплуатационной ответственности.

9.1.4 Перед въездом на территорию объекта должен быть установлен знак ограничения скорости движения железнодорожного и автомобильного транспорта.

9.1.5 При выполнении сливоналивных операций следует выполнять требования раздела 5 и [6] для объектов, относящихся к ОПО.

9.1.6 При сливе СУГ из железнодорожных или автомобильных цистерн необходимо соблюдать следующие основные положения, обеспечивающие безопасность объекта и его персонала:

- проведение проверки внешних отличительных признаков и обозначений железнодорожных и автомобильных цистерн;

- в период слива должен обеспечиваться непрерывный контроль за давлением и уровнем СУГ в цистернах и резервуарах. Степень наполнения не должна быть более 85 % вместимости резервуара;

- не допускается создание перепада давления при сливе между цистерной и резервуаром посредством сброса в атмосферу паровой фазы СУГ из наполняемого резервуара;

- не допускается во время сливоналивных операций оставлять без надзора наполнительные, сливные и заправочные колонки, железнодорожные и автомобильные цистерны, резервуары СУГ;

- не допускается повышение давления паровой фазы СУГ, создаваемое в цистерне при сливе, выше рабочего давления, указанного на цистерне;

- при сливе СУГ перепад давления между цистерной и резервуаром базы хранения должен быть в пределах от 0,15 до 0,2 МПа, при сливе СУГ самотеком перепад давления должен обеспечиваться высотой столба жидкой фазы СУГ при расположении резервуара ниже цистерны;

- персонал, выполняющий слив СУГ из железнодорожных и автомобильных цистерн и наполнение автомобильных цистерн, должен состоять из не менее трех работников, в резервуары резервуарных установок и АГЗС — не менее двух работников, один из которых может быть водителем автоцистерны. На АГЗС сливоналивные операции допускается проводить одним работником при наличии быстросъемных соединений;

- перед началом сливоналивных операций железнодорожные и автомобильные цистерны, соединительные рукава или шарнирно-сочлененные устройства следует заземлять.

9.1.7 Для безопасного проведения слива СУГ должны предусматриваться меры, исключающие возможность парообразования, кавитации, гидравлических ударов и других явлений в трубопроводах, способных привести к механическому разрушению элементов технологической системы.

9.1.8 Слив СУГ следует проводить через узлы слива.

9.1.9 Соединительные рукава должны иметь маркировку предприятия-изготовителя с указанием стандарта (технических условий), диаметра и рабочего давления.

9.1.10 Перед сливом СУГ следует проводить внешний осмотр шарнирно-сочлененных устройств или соединительных рукавов с целью выявления неисправностей.

В процессе эксплуатации следует проводить также испытания и отбраковку соединительных рукавов.

9.1.11 Не допускается применять соединительные рукава, имеющие трещины, надрезы, вздутия, потертости и другие неисправности. Соединительные рукава следует подвергать гидравлическим испытаниям один раз в 3 мес давлением, равным 1,25 рабочего. На бирке, прикрепленной к рукаву, следует наносить даты проведения испытания (месяц, год) и последующего испытания (месяц, год), а также инвентарный номер.

9.1.12 При нахождении транспортной автоцистерны на территории АГЗС нахождение посторонних лиц на территории АГЗС не допускается.

9.1.13 Не допускается наполнение резервуаров:

- с истекшим сроком технического освидетельствования;

- при обнаружении трещин, выпучин, пропусков или «потения» в сварных швах и фланцевых соединениях;

- при отсутствии или неисправности предохранительных клапанов и других технических устройств и систем противоаварийной защиты;

- при отсутствии или неисправности систем противопожарной защиты, предусмотренной проектной (рабочей) документацией;

- при отсутствии или неисправности уровнемерных устройств, манометров;

- при отсутствии или неисправности арматуры;

- при отсутствии лакокрасочного покрытия и надписей надземных резервуаров;

- при неисправности крепежных деталей на лазах и люках или неполном их количестве;

- при обнаружении осадок, выпучивания, крена фундаментов резервуаров и опор подводящих газопроводов.

9.1.14 Аварийную остановку слива СУГ из цистерн проводят:

- при наполнении резервуаров жидкой фазой СУГ более 85 % внутреннего объема;

- при срыве или разрыве соединительных рукавов или срыве шарнирно-сочлененных устройств;

- при обнаружении негерметичности газопроводов, запорной и предохранительной арматуры;

- при обнаружении утечек СУГ или «потения» в сварных швах, во фланцевых и резьбовых соединениях резервуаров;

- при выявлении неисправности предохранительной арматуры;

- при выявлении неисправности манометра;
- при выходе из строя указателей уровнемерных устройств;
- при отклонении рабочего давления от предельно допустимого;
- при срабатывании блокировок систем автоматизации;
- при отсутствии связи между персоналом;
- при аварии, пожаре, землетрясении, грозе, отключении электроэнергии на ГНС, ГНП, АГЗС.

9.1.15 При наполнении резервуаров жидкой фазой СУГ более 85 % внутреннего объема избыток СУГ необходимо откачать в другие резервуары базы хранения или в аварийный резервуар с помощью соединительных рукавов или шарнирно-сочлененных устройств.

9.1.16 При обнаружении утечки СУГ из железнодорожной или автомобильной цистерны необходимо действовать в соответствии с планом мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий (для ОПО I—III классов опасности), планом локализации и ликвидации аварий, а также планом взаимодействия организаций, привлекаемых к устранению аварий, разработанными и утвержденными в установленном порядке с учетом [4] (пункт 284).

9.1.17 После окончания слива жидкая фаза СУГ из линий слива должна быть возвращена в резервуар или автоцистерну, а паровая фаза удалена через сбросной газопровод с обеспечением рассеивания до пожаробезопасной концентрации в местах возможного появления источника зажигания или откачана в свободный резервуар.

9.1.18 Формы эксплуатационной документации, заполняемой при сливоналивных операциях, приведены в приложениях Ф—Щ.

9.2 Слив сжиженных углеводородных газов из железнодорожных цистерн в резервуары газонаполнительной станции

9.2.1 Слив СУГ из железнодорожных цистерн следует проводить после полной остановки железнодорожного состава и по решению технического руководителя организации, эксплуатирующей объект СУГ.

9.2.2 Скорость движения железнодорожного состава по территории объекта не должна превышать 5 км/ч. Резкое торможение не допускается.

9.2.3 При подготовке к сливу СУГ из железнодорожных цистерн дополнительно к работам, приведенным в 9.1, необходимо:

- установить цистерны у соответствующих узлов слива сливной эстакады;
- заземлить цистерны;
- установить противооткатные башмаки, выполненные из искробезопасного и прочного материала, имеющие инвентарные номера. Башмаки должен устанавливать ответственный за слив СУГ из железнодорожных цистерн;
- проверить наличие СУГ в цистернах по контрольным вентилям;
- не допускать слив СУГ при давлении в железнодорожной цистерне менее 0,05 МПа (кроме цистерн, наливаемых впервые или после ремонта). Для СУГ, упругость паров которых в холодное время может быть ниже 0,05 МПа, слив следует проводить по производственной инструкции;
- проверить соответствие цистерны и количества ее содержимого отгрузочным документам (при наличии железнодорожных весов);
- при отсутствии железнодорожных весов содержимое железнодорожной цистерны проверить по уровнемерному устройству (уровнемерным трубкам) и данным, приведенным в накладной, или расчетным методом;
- проверить наличие пломб;
- проверить крышку люка-лаза с установленной на ней арматурой на работоспособность арматуры и отсутствие неисправностей;
- проверить срок освидетельствования цистерны. При наличии цистерн с истекшим сроком слив из них запрещается;
- проверить исправность соединительных рукавов, наличие маркировки и сведений о проведении гидравлических испытаний. Соединительные рукава должны быть обвиты медной проволокой и припаяны (или прикреплены другим способом) к наконечникам рукава для исключения возникновения статического электричества. Допускается пропускать проволоку внутри рукава, обеспечив надежное соединение ее с наконечниками рукава;

- присоединить соединительные рукава или шарнирно-сочлененные устройства к запорной арматуре железнодорожной цистерны с помощью железнодорожных струбцин и патрубкам жидкой и паровой фаз СУГ сливных узлов;

- плавно (во избежание гидравлического удара) открыть запорную арматуру, провести слив СУГ самотеком, или созданием перепада давления между цистерной и резервуаром (с помощью компрессора или испарителя), или перекачиванием насосом.

9.2.4 Порядок установки (подачи) железнодорожных цистерн под слив СУГ и проведение слива должны обеспечивать безопасность выполнения этих работ и осуществляться в соответствии с производственной инструкцией.

9.2.5 Установку железнодорожных цистерн у эстакады, перемещение цистерн за пределы территории объекта и маневровые работы в железнодорожном тупике следует проводить под наблюдением: в рабочее время — ответственного за безопасную эксплуатацию участка слива-налива СУГ, в нерабочее время — дежурного персонала.

9.2.6 После окончания слива СУГ соединительные рукава или шарнирно-сочлененные устройства следует отсоединить от газопроводов обвязки железнодорожной эстакады, цистерны опломбировать и удалить с территории объекта СУГ.

9.2.7 Остаточное давление паров СУГ в железнодорожных цистернах после слива не должно быть менее 0,05 МПа.

9.2.8 Число наполненных железнодорожных цистерн на территории ГНС не должно превышать число постов слива на железнодорожной эстакаде.

9.3 Слив сжиженных углеводородных газов из автомобильных цистерн в резервуары газонаполнительного пункта, автомобильной газозаправочной станции

9.3.1 Скорость движения автомобильных цистерн по территории объекта не должна превышать 5 км/ч. Резкое торможение не допускается.

9.3.2 При подготовке к сливу СУГ из автомобильной цистерны необходимо:

- взвесить цистерну на автомобильных весах (при наличии);

- установить цистерну у сливной колонки (поста);

- заглушить двигатель автоцистерны (допускается не заглушать двигатель автоцистерны, оборудованной насосом для слива СУГ, работающим от вала отбора мощности двигателя автоцистерны, при условии обязательной установки на выхлопную систему автоцистерны искрогасительной сетки). Ключ замка зажигания автомобиля водитель должен передать работнику, проводящему сливоналивную операцию;

- установить противооткатные башмаки, выполненные из искробезопасного и прочного материала, имеющие инвентарные номера. Башмаки должен устанавливать ответственный за слив СУГ из автомобильных цистерн;

- заземлить цистерну;

- проверить соответствие цистерны и количества ее содержимого отгрузочным документам (при наличии автомобильных весов);

- при отсутствии автомобильных весов содержимое автоцистерны проверить по уровнемерному устройству (уровнемерным трубкам) и данным, приведенным в накладной, или расчетным методом;

- проверить наличие пломб;

- проверить цистерну и крышку люка-лаза с установленной на ней арматурой на работоспособность арматуры и отсутствие неисправностей;

- проверить срок освидетельствования цистерны;

- проверить соединительные рукава на исправность, наличие маркировки и сведений о проведении гидравлических испытаний соединительных рукавов. Соединительные рукава должны быть обвиты медной проволокой и припаяны (или прикреплены другим способом) к наконечникам рукава для исключения возникновения статического электричества. Допускается пропускать проволоку внутри рукава, обеспечив надежное соединение ее с наконечниками рукава;

- присоединить соединительные рукава или шарнирно-сочлененные устройства к патрубкам жидкой и паровой фаз СУГ обвязки сосуда автоцистерны и патрубкам СУГ сливной колонки (поста);

- плавно (во избежание гидравлического удара) открыть запорную арматуру, провести слив СУГ самотеком, или созданием перепада давления между цистерной и резервуаром (с помощью компрессора или испарителя), или перекачиванием насосом.

9.3.3 Осуществлять слив СУГ из автомобильных цистерн в резервуары ГНП, АГЗС при давлении в них менее 0,05 МПа не допускается.

9.3.4 После окончания слива соединительные рукава или шарнирно-сочлененные устройства следует отсоединить от сливной колонки (поста) и автоцистерны, цистерну опломбировать и взвесить (при наличии автомобильных весов).

9.3.5 Остаточное давление паров СУГ в автоцистернах после слива не должно быть менее 0,05 МПа.

9.3.6 Наполнение автомобильных цистерн должно проводиться аналогично сливу только через наполнительные колонки.

9.3.7 После окончания сливоналивных работ запускать двигатель автомобильной цистерны без разрешения работника, проводящего сливоналивные операции, не допускается.

9.4 Слив сжиженных углеводородных газов в резервуарные установки

9.4.1 При подготовке к сливу СУГ из автомобильной цистерны в резервуарную установку необходимо:

- выставить посты для исключения нахождения посторонних лиц во взрывоопасной зоне [в радиусе 20 м от сливных колонок (постов)]. Количество постов должно определяться лицом, ответственным за безопасную эксплуатацию участка слива-налива СУГ;
- установить автомобильную цистерну у сливного поста или вблизи места размещения редукционной головки резервуара со сливными штуцерами;
- заглушить двигатель автомобильной цистерны (допускается не заглушать двигатель автоцистерны, оборудованной насосом для слива СУГ, работающим от вала отбора мощности двигателя автоцистерны, при условии обязательной установки на выхлопную систему автоцистерны искрогасительной сетки). Ключ замка зажигания автомобиля водитель должен передать работнику, проводящему сливоналивную операцию;
- установить противооткатные башмаки, выполненные из искробезопасного и прочного материала, имеющие инвентарные номера. Башмаки должен устанавливать ответственный за слив СУГ из автомобильных цистерн;
- заземлить цистерну;
- проверить по уровнемерным устройствам уровень жидкой фазы СУГ в резервуарах резервуарной установки;
- присоединить соединительные рукава к патрубкам жидкой и паровой фаз СУГ обвязки сосуда автоцистерны и к соответствующим патрубкам сливной колонки (поста) или к соответствующим патрубкам редукционной (редукционно-испарительной) головки резервуара;
- медленно (во избежание гидравлического удара) открыть запорную арматуру сливной колонки (поста), соответствующую арматуру обвязки сосуда автомобильной цистерны, провести слив СУГ самотеком или с помощью насоса.

9.4.2 Осуществлять слив СУГ из автомобильных цистерн в резервуары резервуарной установки при давлении в них менее 0,05 МПа не допускается.

9.4.3 После окончания слива СУГ узлы слива (соединительные рукава) автомобильной цистерны необходимо отсоединить от сливной колонки (поста) или редукционной головки.

9.4.4 Приостанавливать подачу паровой фазы СУГ потребителям при наполнении резервуаров резервуарной установки не допускается.

9.5 Заправка газобаллонных автомобилей

9.5.1 При подготовке к заправке оператор должен убедиться в отсутствии пассажиров в автомобиле, визуально проверить газобаллонное оборудование автомобиля на отсутствие утечки СУГ, наличие отличительной окраски баллона, надписей, таблички-паспорта, заземлить автомобиль.

9.5.2 На табличке-паспорте стального сварного баллона должны быть выбиты и легко читаться следующие надписи:

- товарный знак предприятия-изготовителя;
- условное обозначение баллона;
- номер баллона по системе нумерации предприятия-изготовителя;
- масса баллона с газом (МГ), кг;

- масса порожнего баллона (МП), кг;
- месяц и год изготовления и год следующего освидетельствования;
- рабочее давление ($P_{раб}$), МПа;
- испытательное давление ($P_{исп}$), МПа;
- объем (V), л;
- клеймо ОТК предприятия-изготовителя круглой формы диаметром 10 мм;
- номер стандарта или технических условий на изготовление баллонов.

На композитном баллоне или табличке (этикетке) должны быть нанесены:

- товарный знак предприятия-изготовителя;
- условное обозначение баллона;
- номер баллона по системе нумерации предприятия-изготовителя;
- масса порожнего баллона (МП), кг;
- месяц и год изготовления и год следующего освидетельствования;
- рабочее давление ($P_{раб}$), МПа;
- пробное давление (П), МПа;
- объем (V), л;
- номер стандарта или технических условий на изготовление баллонов.

9.5.3 Не допускается заправлять неисправные баллоны или баллоны с истекшим сроком освидетельствования.

9.5.4 При выявлении утечек СУГ в газобаллонном оборудовании или наполнении баллона свыше 80 % его внутреннего объема газ из него должен быть слит в резервуар. В случае если на АГЗС не предусмотрен технологический режим обратного слива СУГ из неисправного газобаллонного оборудования автомобиля в резервуар АГЗС, работа такой АГЗС должна быть аварийно остановлена, работники и водители заправляемых автомобилей удалены на безопасное расстояние.

Включение АГЗС в работу до эвакуации неисправного транспортного средства на безопасное расстояние не допускается.

9.5.5 Автомобили, ожидающие заправку, должны находиться вне территории зоны заправочных островков.

9.5.6 Заправка газобаллонных автомобилей при сливе СУГ из автомобильной цистерны в резервуары АГЗС запрещается.

9.5.7 На АГЗС, не относящихся к топливозаправочным пунктам ГНС или ГНП, заправку автомобилей должен осуществлять только персонал АГЗС.

9.5.8 Заправку газобаллонных автомобилей допускается проводить одним оператором.

9.5.9 Персонал организации, установившей газобаллонное оборудование, должен проинструктировать водителя газобаллонного автомобиля по правилам безопасности его эксплуатации и необходимости их соблюдения.

10 Эксплуатация структурных элементов объектов сжиженных углеводородных газов

10.1 Резервуары

10.1.1 Общие положения

10.1.1.1 При эксплуатации резервуаров следует выполнять положения раздела 5.

10.1.1.2 Резервуары должны иметь паспорта, составленные предприятием-изготовителем. В процессе эксплуатации в паспорт резервуара следует вносить сведения о проведенных работах по ремонтам, техническому освидетельствованию и диагностированию.

10.1.1.3 Срок службы резервуаров следует принимать по документации предприятия-изготовителя, а при отсутствии установленного предприятием-изготовителем срока — 20 лет.

10.1.1.4 Пуск в эксплуатацию резервуаров после технического освидетельствования или диагностирования допускается только с письменного разрешения технического руководителя организации, эксплуатирующей объект СУГ.

10.1.1.5 На резервуаре должны быть нанесены краской на специальной табличке размером не менее 200 × 150 мм следующие данные:

- номер оборудования (по системе нумерации, принятой организацией, эксплуатирующей СУГ);

- учетный номер, присвоенный территориальным или федеральным органом Ростехнадзора в отношении поднадзорных ему объектов и организаций, который наносится после получения соответствующей информации от органа надзора, за исключением случаев, указанных в [6];
- разрешенные параметры (давление, температура рабочей среды);
- число, месяц и год следующих наружного и внутреннего осмотров и гидравлического испытания;
- дата истечения срока службы, установленного предприятием-изготовителем или указанного в заключении экспертизы промышленной безопасности.

10.1.1.6 Резервуары должны быть оснащены следующими техническими устройствами:
- запорной арматурой;
- редукционной арматурой (для резервуарных установок);
- приборами для измерения давления (класса точности не ниже 2,5);
- предохранительными устройствами;
- указателями уровня жидкости (сигнализаторами уровня жидкости с блокировками по уровню, кроме резервуарных установок).

10.1.1.7 Нормы наполнения резервуаров жидкой фазой устанавливаются проектной документацией, в случае ее отсутствия — не более 85 % геометрического объема.

10.1.1.8 Резервуары перед наполнением необходимо проверить на наличие остаточного давления.

10.1.1.9 Избыточное давление в резервуаре должно быть не менее 0,05 МПа (кроме новых резервуаров и после технического освидетельствования, диагностирования и капитального ремонта).

10.1.1.10 Перед первичным заполнением СУГ резервуары необходимо:
- очистить от грязи, ржавчины, сварочного шлака;
- проверить на герметичность (провести контрольную опрессовку) технологической системы воздухом или инертным газом давлением 0,3 МПа в течение 1 ч. Результаты испытания следует считать положительными при отсутствии видимого падения давления по манометру класса точности 0,6, а по манометрам класса 0,15 и 0,4 — если падение давления не превышает одного деления шкалы;
- продуть инертным газом или паровой фазой СУГ, по результатам продувки должен быть составлен акт по форме, приведенной в приложении К.

10.1.1.11 Перед ремонтом, техническим освидетельствованием или диагностированием необходимо выполнить:
- освобождение резервуаров от СУГ, неиспарившихся остатков;
- дегазацию резервуаров водой, водяным паром или азотом;
- отсоединение резервуаров от газопроводов паровой и жидкой фаз СУГ;
- установку заглушек на газопроводы.

10.1.1.12 Проводить снятие технических устройств с резервуаров без предварительного освобождения их от СУГ и продувки инертным газом не допускается.

10.1.1.13 Продувочный газ на ГНС, ГНП, АГЗС сбрасывают в атмосферу через продувочный газопровод. При продувке должны быть приняты меры, предупреждающие попадание СУГ в места, где возможно их воспламенение. Процесс продувки должен обеспечивать гарантированное рассеивание взрывоопасных концентраций в безопасной зоне объекта СУГ.

Освобождение резервуаров резервуарной установки необходимо проводить выжиганием остатков СУГ на продувочном газопроводе диаметром не менее 20 мм, высотой 3 м, установленном на расстоянии не менее 50 м от границы резервуарной установки с наклоном 50° к горизонту.

Для обеспечения выхода СУГ из резервуара в продувочный газопровод резервуар следует начать заполнять водой при уменьшении длины пламени на продувочном газопроводе от 20 до 30 см. Сжигание вытесняемой водой паровой фазы СУГ должно продолжаться до погасания пламени.

Подача воды должна прекратиться при полном наполнении резервуара.

Освобождение резервуаров резервуарной установки сбросом СУГ в атмосферу не допускается.

10.1.1.14 Качество дегазации необходимо проверить анализом проб воздуха, отобранного из нижней части резервуара. Концентрация СУГ в пробе воздуха после дегазации резервуара не должна превышать 10 % НКПР.

10.1.1.15 При эксплуатации надземных резервуаров для исключения гидратообразования накопившуюся в них воду следует периодически сливать через незамерзающие дренажные клапаны закрытым способом. Сливать воду следует из порожних резервуаров, контролируя в них остаточное давление паровой фазы СУГ, не допуская его падения ниже 0,05 МПа. Освобождение резервуаров АГЗС

и резервуарных установок от воды и неиспарившихся остатков должно проводиться в соответствии с технической документацией.

10.1.1.16 В случае образования «гидратной пробки» операцию по сливу воды следует прекратить, запорную арматуру закрыть. Ликвидацию «гидратной пробки» следует проводить подогревом горячей водой или горячим песком снаружи газопровода или арматуры.

10.1.1.17 Аварийную остановку резервуара проводят при выявлении неисправностей, приведенных в 9.1.14, а также:

- при обнаружении негерметичности газопроводов, запорной и предохранительной арматуры;
- при обнаружении утечек СУГ или «потения» в сварных швах, во фланцевых и резьбовых соединениях резервуаров;
- при отклонении рабочего давления от предельно допустимого (1,6 МПа);
- при аварии, пожаре, землетрясении, грозе, отключении электроэнергии;
- при срабатывании блокировок систем автоматизации.

10.1.1.18 Техническое обслуживание, текущий и капитальный ремонты газопроводов, обвязки резервуаров допускается проводить одновременно с резервуарами.

10.1.1.19 Текущий ремонт резервуаров следует проводить по результатам технического обслуживания, технического освидетельствования или технического диагностирования по методикам, разработанным и согласованным в установленном порядке, с учетом требований эксплуатационной документации.

10.1.1.20 При истекшем сроке эксплуатации резервуара, а также по результатам технического обслуживания и технического освидетельствования следует проводить его техническое диагностирование.

Техническое диагностирование резервуаров, подлежащих учету в Ростехнадзоре, следует проводить в случаях, определенных [7].

При выявлении недопустимых неисправностей резервуар подлежит замене.

10.1.1.21 Слив неиспарившихся остатков СУГ из сосудов автомобильных цистерн и резервуаров перед проведением ремонта, технического освидетельствования или технического диагностирования необходимо проводить в отдельный резервуар или автомобильную цистерну. Вопросы утилизации неиспарившихся остатков должны решаться по согласованию с федеральным органом исполнительной власти по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека.

10.1.1.22 Результаты технического обслуживания и ремонта резервуаров, резервуарных установок должны быть отражены в журналах по формам, приведенным в приложениях Э и Ю.

10.1.2 Техническое обслуживание

10.1.2.1 При техническом обслуживании резервуаров ГНС, ГНП, АГЗС не реже одного раза в смену (ТО-1) должны выполнять:

- контроль показаний манометров. Для двустенных резервуаров также проверяют показания манометра, установленного на патрубке межстенного пространства резервуара;
- контроль показаний уровнемерных устройств.

10.1.2.2 При техническом обслуживании подземных резервуаров не реже одного раза в месяц (ТО-2) следует выполнять очистку территории места установки резервуаров от мусора, древесно-кустарниковой растительности, льда и снега.

10.1.2.3 При техническом обслуживании надземных резервуаров ГНС, ГНП, АГЗС не реже одного раза в 3 мес (ТО-3) следует выполнять:

- внешний осмотр запорной и предохранительной арматуры, СИ, фланцевых и резьбовых соединений, газопроводов обвязки резервуаров с целью выявления утечек СУГ пенообразующим раствором или приборным методом;
- внешний осмотр теплоизоляции резервуаров (при наличии);
- очистку территории места установки резервуаров от мусора, древесно-кустарниковой растительности, льда и снега.

10.1.2.4 При техническом обслуживании надземных резервуаров ГНС, ГНП, АГЗС не реже одного раза в год (ТО-5) следует выполнять:

- контроль технического состояния лестниц и обслуживающих площадок резервуаров. Пользоваться переносными лестницами для обслуживания резервуаров не допускается;
- контроль соответствия фактических отметок резервуаров и газопроводов обвязки проектным отметкам;

- контроль технического состояния защитного покрытия резервуаров, в том числе теплозащитного покрытия надземных резервуаров и газопроводов.

10.1.2.5 При техническом обслуживании подземных резервуаров ГНС, ГНП, АГЗС не реже одного раза в год (ТО-5) следует выполнять:

- контроль технического состояния защитного покрытия надземных участков газопроводов обвязки;

- контроль состояния грунта засыпки (обсыпки).

10.1.3 Текущий ремонт

10.1.3.1 При текущем ремонте резервуаров следует выполнять:

- текущий ремонт газопроводов, запорной и предохранительной арматуры, выполняемый в соответствии с 10.4;

- восстановление защитного покрытия подземных и надземных резервуаров и проектного состояния обвалования подземных резервуаров;

- ремонт защитных стенок или обвалования.

10.1.4 Дополнительные требования к техническому обслуживанию и ремонту резервуарных установок

10.1.4.1 Техническое обслуживание резервуарных установок, в том числе входящих в состав ВДГО, должны проводить один раз в 3 мес. Техническое обслуживание резервуарных установок и газопроводов (в том числе обход трасс и приборное обследование наружных газопроводов), входящих в состав ВДГО, следует проводить в соответствии с [10].

10.1.4.2 При проведении технического обслуживания, кроме работ, указанных в 10.1.2.1, 10.1.2.3, следует:

- выявить утечки СУГ в арматуре редукционных головок, в обвязке резервуаров, на газопроводах нижней обвязки жидкой фазы СУГ резервуаров газоанализатором или пенообразующим раствором, а также устранить их;

- проверить и, при необходимости, восстановить исправное техническое состояние защитного покрытия кожухов редукционных головок и ограждений резервуарной установки, запоров на дверцах кожухов и ограждений, предупредительных надписей;

- проверить исправность резьбы на штуцерах патрубков для присоединения соединительных рукавов, наличия заглушек на штуцерах;

- провести контроль давления паровой фазы СУГ по установленному на резервуаре манометру;

- проверить параметры настройки редукционной, защитной и предохранительной арматуры редукционных головок;

- провести осмотр состояния подъездных путей (при наличии);

- проверить исправность противопожарного инвентаря.

10.1.4.3 При выявлении утечек СУГ из газопроводов и/или технических устройств резервуарной установки проверку на загазованность следует проводить в подвалах, цокольных этажах и колодцах сетей инженерно-технического обеспечения, расположенных на расстоянии не менее 15 м от резервуарной установки. В случае обнаружения загазованности (в подвалах, колодцах, цокольных этажах и др.) зона проверки должна быть увеличена до 50 м.

10.1.4.4 При концентрации СУГ свыше 20 % НКПР необходимо действовать в соответствии с планом мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий (для ОПО I—III классов опасности), планом локализации и ликвидации аварий и планом взаимодействия организаций, привлекаемых к устранению аварий, разработанными и утвержденными в установленном порядке.

10.1.4.5 При эксплуатации надземных газопроводов должны быть предусмотрены меры по предотвращению конденсато- и гидратообразования. В случае образования «конденсатной и/или гидратной пробки» их ликвидацию должны проводить подогревом горячей водой или горячим песком снаружи газопровода.

Пуск паровой фазы СУГ потребителям должен осуществляться после выполнения работ по ликвидации пробок.

10.1.4.6 Проверку наличия конденсата в газопроводах паровой фазы СУГ и его удаление следует проводить в соответствии с периодичностью, исключающей возможность образования конденсатных пробок, установленной производственными инструкциями, исходя из климатических условий эксплуатации.

10.1.4.7 Текущий ремонт оборудования редукционных головок резервуаров с разборкой редуцирующей, предохранительной и запорной арматуры необходимо проводить не реже одного раза в год, если другое не предусмотрено эксплуатационной документацией.

10.1.4.8 Проверку и настройку регуляторов давления, отключающих и предохранительных клапанов следует выполнять в соответствии с требованиями эксплуатационной документации.

10.1.4.9 При эксплуатации резервуарных установок должен быть предусмотрен комплексный метод проведения технического обслуживания, текущего и капитального ремонтов, сроки которых должны совпадать со сроками проведения ремонтов на газопроводах, запорной и предохранительной арматуре, приведенными в 10.4.

10.1.5 Требования к проведению работ по техническому освидетельствованию резервуаров

10.1.5.1 Объем, методы и периодичность технического освидетельствования резервуаров должны определяться предприятием-изготовителем и указываться в эксплуатационной документации предприятия-изготовителя.

В случае отсутствия таких указаний техническое освидетельствование следует проводить в сроки (и порядке), указанные в [7].

10.1.5.2 Перед проведением гидравлического испытания резервуары должны быть дегазированы.

10.1.5.3 При выявлении дефектов стенок подземных резервуаров при внутреннем осмотре и утончении стенок при проведении толщинометрии необходимо проводить раскопку грунта для осмотра изоляционного покрытия, определения технического состояния наружной поверхности резервуара, проверки адгезии.

10.1.5.4 Гидравлическое испытание резервуаров следует проводить без запорной и предохранительной арматуры и СИ. Вместо них следует устанавливать заглушки из стали той же марки, что и резервуары, имеющие толщину не менее толщины сферических днищ сосудов.

10.1.5.5 Время выдержки резервуаров под пробным давлением (если отсутствуют другие указания в руководстве по эксплуатации) должны быть не менее 10 мин при толщине стенки до 50 мм включительно.

После снижения пробного давления до рабочего следует проводить осмотр сварных соединений и прилегающих к ним участков.

10.1.5.6 Давление следует измерять по двум поверенным манометрам (один из них — контрольный). Манометры должны иметь одинаковый класс точности и цену деления в соответствии с 10.10.1.9.

10.1.5.7 Резервуар считается выдержавшим гидравлическое испытание, если не обнаружено дефектов, включающих в себя:

- признаки разрыва;
- течи, пропуски и «потения» в сварных и разъемных соединениях и на основном металле;
- видимые остаточные деформации;
- падение давления по манометру.

10.1.5.8 После удаления воды резервуар должен быть осушен.

10.1.5.9 При проведении технического освидетельствования подземных двустенных резервуаров дополнительно к работам, приведенным в 10.1.5.1—10.1.5.8, необходимо:

- для проведения внутреннего осмотра внутреннего сосуда перед его освобождением от СУГ сбросить избыточное давление азота из межстенного пространства через сбросной газопровод;
- провести раскопку грунта для осмотра изоляционного покрытия, определения технического состояния наружной поверхности наружного сосуда, проверку адгезии;
- после гидравлического испытания внутреннего сосуда провести гидравлическое испытание наружного сосуда (давлением воды в межстенном пространстве) при сохранении давления воды во внутреннем сосуде не ниже давления (расчетного) испытания наружного сосуда.

10.1.5.10 Удаление воды из двустенных резервуаров после проведения гидравлических испытаний следует проводить следующим образом:

- снижают давление воды в межстенном пространстве резервуара до атмосферного;
- удаляют воду из межстенного пространства;
- осушают межстенное пространство;
- снижают давление воды во внутреннем сосуде до атмосферного;
- удаляют воду из внутреннего сосуда;
- осушают резервуар.

10.1.5.11 При проведении технического освидетельствования двустенных резервуаров следует проводить толщинометрию стенок внутреннего и наружного сосудов.

10.1.5.12 Демонтируемые с резервуара запорная, предохранительная арматура и СИ должны пройти внеочередное техническое обслуживание и, при необходимости, ремонт.

10.1.5.13 При проведении технического освидетельствования резервуара следует соблюдать следующие меры безопасности:

- работы внутри резервуара следует проводить по наряду-допуску бригадой в составе не менее трех работников под руководством инженерно-технического персонала. В резервуаре должно находиться не более одного человека, имеющего средства индивидуальной защиты (шланговые, кислородно-изолирующие противогазы или воздушные изолирующие аппараты) и переносной газоанализатор во взрывозащищенном исполнении, поддерживающего постоянную связь с двумя членами бригады, находящимися за пределами резервуара;
- люки, арматуру и т. п. при проведении внутреннего осмотра необходимо открыть;
- время пребывания рабочего в резервуаре не должно превышать 15 мин;
- резервуар необходимо проверять на загазованность каждые 30 мин. При обнаружении концентрации СУГ выше 10 % НКПР работы в резервуаре необходимо прекратить и провести повторную дегазацию с последующей проверкой на загазованность.

10.1.5.14 Результаты технического освидетельствования резервуаров должны отражаться в журнале по форме, приведенной в приложении Ш.

10.2 Насосы, компрессоры и испарители

10.2.1 Общие положения

10.2.1.1 При эксплуатации насосов, компрессоров и испарителей следует выполнять положения раздела 5.

10.2.1.2 Насосы, компрессоры, испарители следует использовать для проведения сливоналивных операций на объектах.

10.2.1.3 На ГНС, ГНП необходимо устанавливать рабочие и резервные насосы и компрессоры.

10.2.1.4 Резервные насосы и компрессоры должны находиться в постоянной готовности к пуску. Техническое обслуживание следует проводить в сроки, установленные для рабочих насосов и компрессоров. Для отключения резервных насосов и компрессоров следует использовать запорную арматуру. Установка заглушек не допускается.

10.2.1.5 Пуск насосов и компрессоров (первичный и после ремонта или длительного вынужденного отключения, кроме резервного насоса или компрессора) и испарителей следует осуществлять с письменного разрешения технического руководителя организации, эксплуатирующей объект СУГ, в соответствии с производственными инструкциями.

Оставлять работающие насосы и компрессоры без надзора не допускается.

10.2.1.6 Перед пуском насосов и компрессоров, установленных в помещениях, необходимо:

- включить приточно-вытяжную вентиляцию за 15 мин до начала работы;
- проверить температуру воздуха в помещении, которая должна быть не ниже 10 °С (при использовании компрессоров с водяным охлаждением);
- проверить исправность и герметичность газопроводов, запорной и предохранительной арматуры и СИ, пусковых и заземляющих устройств;
- уточнить причины остановки оборудования (по журналу) и убедиться, что неисправность устранена;
- проверить наличие и исправность ограждений у насосов и компрессоров. Эксплуатация компрессоров и насосов при отсутствии ограждений не допускается;
- проверить и, при необходимости, подтянуть анкерные болты (у компрессоров, насосов, испарителей, электродвигателей);
- проверить исправность автоматики безопасности и блокировок;
- подготовить насосы и компрессоры к пуску в соответствии с производственной инструкцией;
- включить электродвигатели насосов и компрессоров.

10.2.1.7 Допускается эксплуатация компрессоров с воздушным охлаждением и насосов при температуре окружающего воздуха не ниже температуры, указанной в эксплуатационной документации предприятия-изготовителя.

10.2.1.8 Давление паровой фазы СУГ в нагнетательном газопроводе компрессора не должно превышать давления конденсации паров СУГ при температуре нагнетания и быть выше 1,6 МПа.

10.2.1.9 Давление во всасывающем газопроводе насоса должно быть на 0,1—0,2 МПа выше упругости насыщенных паров СУГ при температуре перекачки.

10.2.1.10 Причинами аварийной остановки насосов и компрессоров могут служить:

- нештатные ситуации на объекте;
- утечки СУГ и неисправность запорной арматуры;
- неисправность муфтовых соединений, клиновых ремней и их ограждений;
- нарушение в работе систем вентиляции;
- повышение температуры СУГ на нагнетательной линии компрессора выше допустимой;
- появление посторонних шумов, стуков, а также вибраций, недопустимое повышение температуры наружных поверхностей насосов, компрессоров и электродвигателей;
- недопустимое снижение или превышение уровня масла в картере компрессора или понижение давления масла;
- срабатывание автоматической блокировки и сигнализации;
- резкое падение или повышение установленного давления на всасывающей или нагнетательной линиях насосов и компрессоров;
- выход из строя подшипников и уплотнений (торцевых, сальниковых);
- выход из строя электроприводов, пусковой арматуры.

10.2.1.11 Для аварийной остановки насосов и компрессоров необходимо немедленно отключить электродвигатели.

10.2.1.12 Текущий ремонт насосов и компрессоров должен включать в себя частичную разборку с заменой быстроизнашивающихся частей и деталей. При текущем ремонте насосов, компрессоров также следует проводить работы, предусмотренные при техническом обслуживании.

10.2.1.13 После проведения текущего ремонта и замены насосы и компрессоры необходимо проверить на холостом ходу кратковременным включением электропривода и испытать на герметичность инертным газом при рабочем давлении.

10.2.1.14 Техническое обслуживание газопроводов, запорной и предохранительной арматуры обвязки компрессоров следует проводить в соответствии с 10.4.

10.2.1.15 Сроки технического обслуживания, текущего и капитального ремонта насосов и компрессоров должны быть установлены по графикам, утвержденным техническим руководителем организации, эксплуатирующей объект СУГ, но не реже указанных в эксплуатационной документации на технические устройства.

Текущий ремонт газопроводов обвязки насосов и компрессоров следует проводить не реже одного раза в год.

10.2.1.16 При проведении работ по демонтажу насосов и компрессоров, подлежащих капитальному ремонту, работа остальных компрессоров и насосов, установленных в данном помещении, должна быть прекращена.

По решению технического руководителя организации, эксплуатирующей объекты СУГ, допускается ведение данных работ без остановки насосов и компрессоров при обеспечении дополнительных мер безопасности, исключающих угрозу жизни и здоровью работников организации и третьих лиц.

10.2.1.17 Перед пуском насоса или компрессора после длительного простоя следует проверить подвижные части на наличие ржавчины, при необходимости очистить их. При выявлении коррозии на подвижных частях их необходимо заменить и смазать.

10.2.1.18 Результаты технического обслуживания компрессоров, насосов и испарителей следует отражать в журнале по форме, приведенной в приложении 1.

Результаты работ по ремонту компрессоров, насосов и испарителей следует отражать по форме, приведенной в приложении 2.

10.2.2 Техническое обслуживание компрессоров

10.2.2.1 Техническое обслуживание компрессоров на объектах СУГ, относящихся к ОПО, следует проводить в соответствии с [6] и настоящим стандартом.

При техническом обслуживании компрессоров не реже одного раза в смену (ТО-1) необходимо выполнить:

- внешний осмотр компрессора, электродвигателя, запорной и предохранительной арматуры, средств измерений, автоматики и блокировок с целью выявления дефектов и утечек СУГ;

- очистку компрессоров и СИ от пыли и загрязнений, проверку наличия и исправности заземления и креплений;
- контроль за исправным состоянием и положением запорной арматуры и предохранительных клапанов;
- контроль давления во всасывающей и нагнетательной линиях СУГ компрессора по манометрам;
- проверку подключения заземления к корпусам компрессора и электродвигателя;
- контроль уровня конденсата в конденсатосборнике, своевременный слив его в резервуар для слива неиспарившихся остатков;
- проверку натяжения клиновидных ремней;
- контроль за отсутствием посторонних шумов, вибраций, температурой подшипников (вручную проверяется нагрев корпуса), уровнем, давлением и температурой масла и охлаждающей воды;
- контроль уровня, давления, температуры и чистоты масла в картере компрессора;
- проверку надежности крепления компрессора к фундаменту анкерными болтами.
- соблюдение требований инструкций изготовителей;
- отключение неисправных компрессоров;
- работы, предусмотренные инструкциями по эксплуатации предприятий-изготовителей.

10.2.2.2 При техническом обслуживании компрессоров не реже одного раза в месяц (ТО-2) необходимо выполнить:
- проверку герметичности соединений запорной и предохранительной арматуры и газопроводов;
- проверку натяжения клиновидных ремней;
- очистку доступных мест компрессора и СИ от загрязнений;
- смазку трущихся поверхностей компрессора;
- подтяжку болтов;
- замену масла, очистку масляного фильтра.

10.2.2.3 При техническом обслуживании компрессоров не реже одного раза в год (ТО-5) необходимо выполнить:
- проверку натяжения клиновидных ремней;
- проверку стыков электродвигателя компрессора;
- проверку технического состояния электродвигателя.

10.2.3 Ремонт компрессоров

10.2.3.1 Текущий ремонт компрессора следует проводить через 5000 ч работы, если иное не предусмотрено эксплуатационной документацией. Учет времени работы компрессоров должен отражаться в сменном журнале по форме, приведенной в приложении 3.

10.2.3.2 При текущем ремонте компрессора необходимо выполнить:
- работы, предусмотренные при техническом обслуживании;
- замену клапанов и поршневых колец (при необходимости);
- ремонт и замену запорной и предохранительной арматуры (при необходимости);
- ремонт болтовых соединений;
- замену уплотнителей (при необходимости);
- работы, предусмотренные эксплуатационной документацией предприятий-изготовителей.

10.2.4 Техническое обслуживание насосов

10.2.4.1 Техническое обслуживание насосов на объектах СУГ, относящихся к ОПО, следует проводить в соответствии с [6] и настоящим стандартом.

При техническом обслуживании насосов не реже одного раза в смену (ТО-1) необходимо выполнить:
- внешний осмотр насосов, электродвигателей, газопроводов обвязки, средств измерений, автоматики и блокировок с целью выявления дефектов и утечек СУГ;
- очистку насосов и СИ от пыли и загрязнений, проверку наличия и исправности заземления и креплений;
- контроль за исправным состоянием и положением запорной арматуры и предохранительных клапанов;
- контроль давления во всасывающей и нагнетательной линиях СУГ насоса по манометрам;
- проверку подключения заземления к корпусам насосов и электродвигателям;
- проверку надежности крепления насосов к фундаменту анкерными болтами.
- соблюдение требований инструкций изготовителей насосов;
- отключение неисправных насосов;
- работы, предусмотренные инструкциями по эксплуатации предприятий-изготовителей.

10.2.4.2 При техническом обслуживании насосов не реже одного раза в месяц (ТО-2) необходимо выполнить:

- проверку соосности насоса и электродвигателя;
- проверку технического состояния муфты привода;
- проверку герметичности соединений запорной и предохранительной арматуры и газопроводов обвязки насосов;
- смазку подшипников;
- очистку доступных мест насоса и СИ от загрязнений;
- очистку фильтра;
- проверку натяжения клиновидных ремней (при наличии);
- подтяжку болтов.

10.2.4.3 При техническом обслуживании насосов не реже одного раза в год (ТО-5) необходимо выполнить:

- проверку соосности насоса и электродвигателя;
- проверку технического состояния муфты привода (при наличии);
- проверку натяжения клиновидных ремней (при наличии);
- проверку технического состояния подшипников;
- проверку стыков электродвигателя насоса;
- проверку технического состояния электродвигателя.

10.2.5 Ремонт насосов

10.2.5.1 Текущий ремонт насоса должны проводить через 3500 ч работы, если иное не предусмотрено эксплуатационной документацией. Учет времени работы насосов следует отражать в сменном журнале по форме, приведенной в приложении 3.

10.2.5.2 При текущем ремонте насоса необходимо выполнить:

- работы, предусмотренные при техническом обслуживании;
- замену дисков (при необходимости);
- замену уплотнителей (при необходимости);
- балансировку ротора (при необходимости);
- замену подшипников (при необходимости);
- замену болтовых соединений (при необходимости);
- работы, предусмотренные эксплуатационной документацией предприятий-изготовителей.

10.2.6 Техническое обслуживание испарителей

10.2.6.1 Пуск испарителей в работу необходимо проводить после выполнения работ, предусмотренных в 10.2.1.6.

Перед пуском испаритель необходимо подключить к сети теплоносителя (горячей воде, водяному пару) или к электросети.

10.2.6.2 При техническом обслуживании испарителей один раз в смену (ТО-1) необходимо выполнить:

- внешний осмотр испарителя, газопроводов обвязки и СИ, трубопровода теплоносителя с целью выявления неисправностей и утечек СУГ и теплоносителя;
- контроль температуры теплоносителя;
- контроль давления в газопроводах обвязки испарителя по манометрам;
- проверку уровня жидкой фазы СУГ (для емкостных испарителей);
- проверку подключения заземления к корпусу испарителя;
- проверку надежности крепления испарителя к фундаменту анкерными болтами.

10.2.6.3 При техническом обслуживании испарителей один раз в месяц (ТО-2) необходимо выполнить:

- проверку герметичности соединений арматуры и газопроводов;
- проверку параметров настройки редукционной и предохранительной арматуры;
- контроль уровня конденсата в конденсатосборнике (при его наличии в составе испарителя) и своевременный слив в резервуар для слива неиспарившихся остатков.

10.2.6.4 Причинами аварийного останова испарителей могут служить:

- нештатные ситуации на объекте;
- обнаружение утечек СУГ или «потения» в сварных швах, во фланцевых и резьбовых соединениях испарителей;
- выявление неисправности предохранительных клапанов;

- обнаружение в испарителе и его элементах неплотностей, выпучин, разрыва прокладок;
- неисправности манометра;
- выход из строя указателей уровнемерных устройств;
- неполное число или недопустимые дефекты крепежных деталей;
- отклонение рабочего давления от предельно допустимого (1,6 МПа);
- срабатывание блокировок систем автоматизации;
- отклонение давления жидкой или паровой фаз СУГ и температуры теплоносителя от параметров, предусмотренных эксплуатационной и проектной (рабочей) документацией;
- появление жидкой фазы СУГ в газопроводе паровой фазы;
- попадание СУГ в систему теплоснабжения;
- прекращение подачи теплоносителя или электроэнергии;
- появление посторонних шумов, стуков, а также вибраций в испарителе и газопроводах;
- превышение допустимого уровня жидкой фазы СУГ в емкостном испарителе;
- повышение или понижение температуры СУГ после испарителя по сравнению с допустимыми температурами, приведенными в эксплуатационной документации;
- повышение или понижение температуры теплоносителя по сравнению с допустимой температурой, приведенной в эксплуатационной документации;
- наличие недопустимых неисправностей наружных поверхностей испарителя, трубопроводной обвязки СУГ и теплоносителя;
- превышение допустимого уровня жидкой фазы СУГ в испарителе (емкостном);
- срабатывание автоматической блокировки и сигнализации.

10.2.6.5 Для аварийной остановки подача СУГ и теплоносителя к испарителю должна быть прекращена, электроэнергия отключена.

10.2.7 Ремонт испарителей

10.2.7.1 Текущий ремонт испарителей должен проводиться не реже одного раза в три года.

10.2.7.2 При текущем ремонте испарителей необходимо выполнить:

- работы, предусмотренные при техническом обслуживании;
- восстановление защитного покрытия испарителя, кожуха или шкафа;
- замену болтовых соединений и уплотнений;
- ремонт кожуха или шкафа;
- работы, предусмотренные эксплуатационной документацией предприятий-изготовителей.

10.2.7.3 Текущий и капитальный ремонты газопроводов и арматуры обвязки испарителя следует проводить в соответствии с 10.1.

10.3 Установки для наполнения баллонов

10.3.1 Общие указания

10.3.1.1 При эксплуатации установок наполнения баллонов следует выполнять положения раздела 5.

10.3.1.2 Установки для наполнения баллонов могут размещаться на ГНС, ГНП. При эксплуатации участка наполнения бытовых баллонов на АГЗС следует соблюдать положения специальных технических условий, отражающие специфику обеспечения их пожарной безопасности и содержащие комплекс необходимых инженерно-технических и организационных мероприятий по обеспечению пожарной безопасности.

10.3.1.3 При размещении установок наполнения баллонов в отапливаемом наполнительном отделении перед наполнением баллонов следует соблюдать положения, приведенные в 10.2.1.6.

10.3.1.4 При размещении установок наполнения баллонов на открытых площадках или в блочных пунктах следует принимать меры по защите баллона от нагрева солнечными лучами или другими источниками тепла свыше предельной температуры эксплуатации баллона, установленной в ГОСТ 15860 и ГОСТ Р 55559 (для композитных баллонов) или указанной в документации предприятия-изготовителя. Для композитных баллонов также следует обеспечивать защиту от прямого воздействия солнечного излучения, атмосферных осадков и попадания агрессивных сред.

10.3.1.5 При эксплуатации установок наполнения баллонов следует выполнять следующие производственные операции:

- наполнение баллонов СУГ;

- слив СУГ из переполненных баллонов в резервуары базы хранения ГНС, ГНП или в порожние баллоны для СУГ (при эксплуатации установок на АГЗС);

- слив неиспарившихся остатков из баллонов в резервуар неиспарившихся остатков.

10.3.1.6 Перед началом смены необходимо выполнить следующие подготовительные работы:

- проверку герметичности соединительных рукавов установок наполнения баллонов;

- проверку показаний манометров на газопроводах и воздухопроводах;

- проверку точности показаний весовых устройств;

- проверку поступивших на наполнение баллонов на наличие отличительной окраски, надписей, паспорта-таблички.

10.3.1.7 На паспорте-табличке баллона должны быть выбиты данные в соответствии с 9.5.2.

10.3.1.8 Во время наполнения баллонов необходимо соблюдать следующие меры безопасности:

- не допускать переполнения баллонов свыше указанного значения, выбитого на паспорте-табличке баллона;

- не допускать падения баллонов и ударов друг о друга;

- контролировать герметичность присоединения наполнительной струбцины к вентилю баллона;

- перед включением конвейера установить знаки «Осторожно. Работающий конвейер».

10.3.1.9 Наполненные баллоны должны проходить контроль наполнения методом взвешивания или иным методом, обеспечивающим контроль за степенью наполнения (кроме баллонов, наполненных на установках, имеющих погрешность менее указанной в 10.3.1.11).

10.3.1.10 Контрольные весы для взвешивания наполненных баллонов должны проверяться на точность показаний перед началом каждой смены гирей-эталоном.

10.3.1.11 Допустимая погрешность наполнения должна составлять:

- +/– 10 г — для баллонов вместимостью 1 л;

- +/– 20 г — для баллонов вместимостью 5 и 12 л;

- +/– 100 г — для баллонов вместимостью 27 и 50 л.

10.3.1.12 Наполненные баллоны должны быть проверены на герметичность запорного устройства и закрыты резьбовыми заглушками.

10.3.1.13 Наполненные баллоны должны быть зарегистрированы в журнале с указанием заводских номеров баллонов.

10.3.1.14 Доставка баллонов на ГНС, ГНП для их наполнения, а также их возврат потребителям должны осуществляться специализированным транспортом ГНС, ГНП или организацией, выполняющей данные работы на законных основаниях, за исключением баллонов, наполняемых на АГЗС.

10.3.1.15 При эксплуатации складов баллонов на ГНС, ГНП следует выполнять положения, изложенные в 10.8.

10.3.1.16 Результаты наполнения баллонов и отпуска СУГ в баллонах следует оформлять в журналах по формам, приведенным в приложениях 4 и 5.

10.3.2 Техническое обслуживание и ремонт

10.3.2.1 Техническое обслуживание установок наполнения баллонов следует проводить по графику, утвержденному техническим руководителем, но не реже сроков, указанных в эксплуатационной документации.

10.3.2.2 При техническом обслуживании не реже одного раза в смену (ТО-1) необходимо выполнить:

- внешний осмотр установок с целью выявления неисправностей и утечек СУГ из соединений и арматуры, соединительных рукавов, струбцин;

- контроль показаний манометров на газопроводах и воздухопроводах;

- проверку точности показаний весовых устройств;

- проверку точности показаний контрольных весов;

- проверку работоспособности конвейера (при наличии);

- проверку приямка (углубления в полу) конвейера на загазованность (при наличии).

10.3.2.3 При техническом обслуживании не реже одного раза в месяц (ТО-2) необходимо выполнить:

- очистку и смазку трущихся и подвижных частей (при наличии);

- проверку и регулировку весовых устройств;

- проверку плотности закрытия клапана струбцины;

- проверку работы предохранительных клапанов;

- осмотр и очистку фильтров (при наличии);
- подтяжку резьбовых соединений и анкерных болтов.

10.3.2.4 Поверку весовых устройств и контрольных весов организациям, осуществляющим данные работы на законных основаниях, необходимо выполнять не реже одного раза в год. Результаты поверки и настройки весовых устройств следует оформлять в журнале по форме, приведенной в приложении 6.

10.3.2.5 Текущий ремонт установок проводят не реже одного раза в три года.

При текущем ремонте необходимо выполнить:

- разборку установок;
- очистку от грязи и смазку трущихся поверхностей;
- замену уплотнителей;
- выявление неисправностей деталей и узлов и их замену (при необходимости);
- замену соединительных рукавов.

10.3.2.6 После капитального ремонта необходимо выполнить:

- гидравлическое испытание узлов давлением 2,5 МПа;
- испытание газопроводов и соединительных рукавов: гидравлическим давлением 2,5 МПа в течение 5 мин, пневматическим давлением 1,6 МПа в течение 10 мин, испытания пневмопроводов — рабочим давлением в течение 10 мин;
- замену установки (при необходимости).

10.3.2.7 Причинами аварийной остановки установок наполнения могут служить:

- неисправности предохранительных клапанов, СИ и средств автоматики;
- нештатные ситуации на объекте;
- разрыв соединительных рукавов;
- обнаружение утечек СУГ или «потения» в сварных швах, разъемных соединениях (резьбовые или фланцевые);
- обнаружение неисправности струбцины;
- повышение давления в газопроводе свыше 1,6 МПа или понижение ниже значения, предусмотренного эксплуатационной документацией;
- понижение давления воздуха в воздушной магистрали ниже значения, предусмотренного эксплуатационной документацией;
- падение баллона в момент подачи на весовое устройство или выгрузки с весового устройства;
- прекращение подачи воздуха на наполнительные струбцины установки;
- при неполном количестве или неисправности крепежных деталей;
- негерметичное присоединение наполнительной струбцины к вентилю баллона;
- наличие недопустимого уровня конденсата в стакане влагоотделителя пункта подготовки воздуха;
- попадание жидкой фазы в трубопровод паровой фазы.

10.3.2.8 Результаты технического обслуживания и ремонта установок для наполнения баллонов следует оформлять в журнале по форме, приведенной в приложении 7.

10.4 Газопроводы, запорная и предохранительная арматура

10.4.1 При эксплуатации газопроводов, запорной и предохранительной арматуры следует выполнять положения раздела 5.

10.4.2 При проведении технического обслуживания газопроводов не реже одного раза в смену (ТО-1) необходимо выполнять внешний осмотр надземных и внутренних газопроводов ГНС, ГНП, АГЗС с целью выявления утечек СУГ по внешним признакам и их устранения.

10.4.3 При проведении технического обслуживания газопроводов один раз в месяц (ТО-2) необходимо выполнить:

- осмотр наружных газопроводов в целях выявления и устранения неисправности и утечек СУГ;
- осмотр газопроводов для выявления неплотностей в сварных стыках, фланцевых соединениях и определения состояния теплоизоляции и окраски;
- проверку состояния опор трубопроводов, колодцев, а также пожарных гидрантов;
- проверку на герметичность при рабочем давлении фланцевых соединений газопроводов.

При проведении технического обслуживания арматуры один раз в месяц (ТО-2) необходимо выполнить:

- осмотр арматуры в целях выявления и устранения неисправности и утечек СУГ;
- очистку арматуры и приводного устройства от загрязнения, наледи;
- проверку герметичности при рабочем давлении фланцевых и резьбовых соединений;
- проверку целостности маховиков и надежность крепления;
- разгон червяка у задвижек (вентилей) и его смазку;
- проверку и набивку сальников;
- проверку исправности действия привода к запорной арматуре (при наличии);
- восстановление знаков и указателей направления открытия арматуры.

Неисправную и негерметичную арматуру необходимо заменить.

10.4.4 Проверку загазованности колодцев подземных коммуникаций в пределах территории объекта, использующего СУГ, при проведении технического обслуживания газопроводов следует проводить по графику, утвержденному техническим руководителем организации, эксплуатирующей объект СУГ.

10.4.5 При проведении технического обслуживания подземных газопроводов не реже одного раза в 3 мес (ТО-3) необходимо выполнять проверку состояния грунта засыпки (обсыпки) газопроводов и выявление утечек СУГ приборным методом. Приборы должны быть во взрывозащищенном исполнении, соответствующей категории и группы взрывоопасной смеси (пропан-бутан).

10.4.6 При проведении технического обслуживания подземных газопроводов не реже одного раза в пять лет (ТО-6) необходимо выполнять проверку состояния изоляции газопроводов приборным методом.

10.4.7 При техническом обслуживании двустенных трубопроводов должен осуществляться мониторинг герметичности межтрубного пространства трубопровода (по показаниям манометра). Если не зафиксировано падение давления азота в межтрубном пространстве, то система считается герметичной.

10.4.8 При проведении технического обслуживания соединительных рукавов не реже одного раза в 3 мес необходимо проводить внешний осмотр и гидравлическое испытание давлением, равным 1,25 рабочего давления. При гидравлическом испытании соединительных рукавов следует составлять акт по форме, приведенной в приложении 8.

10.4.9 Внешний осмотр и гидравлическое испытание соединительных рукавов после окончания установленного срока службы следует проводить не реже одного раза в месяц.

10.4.10 Результаты проверки и гидравлического испытания соединительных рукавов следует оформлять в журнале по форме, приведенной в приложении 9. По результатам технического обслуживания следует проводить выбраковку соединительных рукавов.

10.4.11 Текущий ремонт газопроводов следует проводить по мере необходимости по результатам технического обслуживания.

10.4.12 При выполнении текущего ремонта газопроводов необходимо выполнить:

- устранение неисправностей, выявленных при техническом обслуживании;
- проверку параметров настройки предохранительных клапанов газопроводов в соответствии с 5.35. Результаты проверки предохранительных клапанов следует оформлять в журнале по форме, приведенной в приложении 10;
- восстановление проектного состояния газопровода, в том числе устранение провеса надземных газопроводов;
- устранение отдельных мест повреждений изоляционных покрытий стальных подземных газопроводов;
- восстановление или замену креплений и окраску надземных газопроводов;
- ремонт поврежденных участков теплоизоляционных покрытий надземных газопроводов длиной менее 5 м;
- замену контрольных трубок, коверов и опор газопроводов;
- проверку герметичности резьбовых и фланцевых соединений;
- замену прокладок и электроизолирующих вставок изолирующих фланцевых соединений;
- ремонт запорной арматуры;
- восстановление засыпки грунтом подземного газопровода.

10.4.13 Текущий ремонт запорной арматуры следует проводить не реже одного раза в 12 мес по графику, утвержденному техническим руководителем организации, эксплуатирующей объект СУГ.

При проведении текущего ремонта запорной арматуры необходимо выполнить:

- устранение неисправностей приводного устройства;

- смену износившихся и поврежденных болтов и прокладок;
- окраску арматуры.

10.4.14 При снятии для проверки предохранительного клапана или ремонта арматуры вместо них должна быть установлена исправная арматура.

10.4.15 Капитальный ремонт газопроводов и арматуры следует проводить по мере необходимости и по результатам технического обслуживания.

При выполнении капитального ремонта необходимо выполнить:

- замену (перекладку) участков газопроводов;
- замену арматуры (при наличии дефектов) с изменением характеристик или типа арматуры;
- замену (восстановление) изоляционных покрытий подземных газопроводов;
- ремонт поврежденных участков теплоизоляционных покрытий надземных газопроводов длиной более 5 м;
- устранение повреждений и ремонт опорных частей и опор газопроводов с изменением их конструкции;
- комплекс мероприятий по снижению негативных воздействий грунтов и грунтовых вод на газопроводы.

10.4.16 Участки газопроводов перед капитальным ремонтом должны быть дегазированы, продуты инертным газом давлением не выше 0,3 МПа после отсоединения их от газопроводов паровой и жидкой фаз СУГ и установки заглушек (за исключением работ, связанных с восстановлением защитных покрытий и изоляции).

При дегазации следует оформлять акт в соответствии с приложением 11.

10.4.17 Продувку газопроводов необходимо проводить:

- перед пуском в эксплуатацию;
- после ремонта.

10.4.18 По результатам продувки следует составлять акт, форма которого должна быть приведена в методике продувки.

10.4.19 Продувочный газ на ГНС, ГНП, АГЗС необходимо сбросить в атмосферу в соответствии с 10.1.1.13.

10.4.20 Перед началом продувки газопроводов следует определить и обозначить предупреждающими знаками опасные зоны, в которых запрещено находиться посторонним лицам во время указанных работ.

10.4.21 Поврежденные участки газопровода и деформированные фланцевые соединения следует заменять вваркой катушек длиной не менее 200 мм для стальных газопроводов.

Для стальных газопроводов паровой фазы СУГ низкого давления допускается установка усилительных муфт. Ремонт сквозных коррозионных и механических повреждений, восстановление толщины стенки труб стальных газопроводов допускается проводить при помощи композитной ремонтной системы в соответствии с рекомендациями предприятия-изготовителя.

Для стальных газопроводов высокого давления устанавливать усиливающие накладки, заваривать трещины, разрывы и другие дефекты не допускается.

Утечки газа из труб и сварных соединений полиэтиленовых газопроводов паровой фазы СУГ низкого давления следует устранять врезкой катушек длиной не менее 500 мм с применением деталей с ЗН. Ремонт несквозных механических повреждений труб полиэтиленовых газопроводов допускается проводить приваркой усилительных муфт или седловых накладок с ЗН.

10.4.22 Результаты технического обслуживания, текущего и капитального ремонтов газопроводов (за исключением текущего и капитального ремонта наружных газопроводов) и запорной арматуры следует оформлять в журнале по форме, приведенной в приложении 12.

Сведения о текущем и капитальном ремонте (замене) наружных газопроводов должны заноситься в эксплуатационный паспорт газопровода по форме, приведенной в приложении 13.

10.4.23 Неисправности запорной и предохранительной арматуры следует устранять после снижения давления до атмосферного на участках газопроводов, примыкающих к арматуре, и продувки отсеченного участка инертным газом.

10.4.24 Газопроводы с запорной и предохранительной арматурой после ремонта следует испытывать на герметичность инертным газом, рабочим давлением, в течение времени, определяемого в соответствии с эксплуатационной документацией или СП 62.13330.2011, [6].

10.5 Наполнительные (сливные) колонки

10.5.1 При эксплуатации наполнительных (сливных) колонок следует выполнять положения раздела 5.

10.5.2 Наполнительные (сливные) колонки следует использовать при наполнении (сливе) автомобильных цистерн.

10.5.3 При техническом обслуживании наполнительных (сливных) колонок не реже одного раза в смену (ТО-1) необходимо выполнить:

- проверку комплектности вспомогательного оборудования (соединительные рукава, противооткатные башмаки, заземляющие устройства);
- контроль показаний манометров;
- проверку технического состояния соединительных рукавов в соответствии с 10.4.8—10.4.10;
- проверку подключения заземления к корпусу колонки;
- внешний осмотр колонки, газопроводов обвязки и СИ с целью выявления неисправностей и утечек СУГ.

10.5.4 При техническом обслуживании наполнительных (сливных) колонок не реже одного раза в месяц (ТО-2) необходимо выполнить проверку герметичности соединений арматуры и газопроводов.

10.5.5 Результаты работ по техническому обслуживанию наполнительных (сливных) колонок следует оформлять по форме, приведенной в приложении 14.

10.5.6 Сроки проведения и виды работ при текущем и капитальном ремонтах элементов наполнительных (сливных) колонок должны соответствовать срокам, приведенным в 10.4.

10.6 Заправочные колонки

10.6.1 При эксплуатации заправочных колонок следует выполнять положения раздела 5.

Заправочные колонки должны использоваться на ГНС, ГНП, АГЗС для заправки газобаллонных автомобилей.

Перед заправкой баллонов, установленных на газобаллонных автомобилях, следует проводить проверку наличия на них отличительной окраски, надписей, паспорта-таблички.

10.6.2 На паспорте-табличке баллона должны быть выбиты данные в соответствии с 9.5.2.

10.6.3 Срок освидетельствования автомобильных баллонов — один раз в два года.

10.6.4 Во время заправки баллонов газобаллонных автомобилей следует соблюдать следующие меры безопасности:

- не допускать заполнения баллонов более указанного значения (вместимость полезная, л), выбитого на паспорте-табличке баллона;
- контролировать герметичность присоединения заправочной струбцины к вентилю баллона;
- не допускать нахождения людей в заправляемом автомобиле;
- не допускать заправки автомобилей при наличии в них опасных грузов классов 1—9 по ГОСТ 19433.

10.6.5 При техническом обслуживании заправочных колонок не реже одного раза в смену (ТО-1) необходимо выполнить:

- проверку комплектности вспомогательного оборудования (заземляющие устройства);
- контроль показаний манометров;
- внешний осмотр заправочной колонки, газопроводов обвязки и СИ с целью выявления неисправностей и утечек СУГ;
- проверку технического состояния соединительных рукавов, струбцин;
- проверку подключения заземления к корпусу колонки.

10.6.6 При техническом обслуживании заправочных колонок не реже одного раза в месяц (ТО-2) необходимо проверить герметичность соединений арматуры и газопроводов.

10.6.7 При техническом обслуживании заправочных колонок не реже одного раза в 3 месяца (ТО-3) следует выполнять:

- смазку зажимного механизма струбцины;
- затяжку болтовых и резьбовых соединений.

10.6.8 При текущем ремонте заправочных колонок следует выполнять замену уплотнителей, соединительных рукавов, болтов крепления колонки (при необходимости).

10.6.9 Капитальный ремонт и замену комплектующих изделий заправочных колонок должна проводить организация, выполняющая данные работы на законных основаниях.

10.6.10 Результаты работ по техническому обслуживанию и ремонту заправочных колонок следует фиксировать по форме, приведенной в приложении 15.

10.7 Групповые и индивидуальные баллонные установки

10.7.1 Общие положения

10.7.1.1 При эксплуатации групповых баллонных установок следует выполнять положения раздела 5.

10.7.1.2 Перед монтажом баллонов в групповых и индивидуальных баллонных установках персонал ГРО, эксплуатационной организации или газовых служб предприятий должен выполнить внешний осмотр баллонов с целью проверки комплектности, отсутствия неисправностей баллонов и утечек СУГ.

10.7.1.3 Замену баллонов в групповой баллонной установке следует проводить при остаточном давлении СУГ в баллоне не менее 0,05 МПа.

Замену баллонов в групповых и индивидуальных установках СУГ может проводить потребитель газа самостоятельно после прохождения им инструктажа по правилам безопасного пользования газом в быту в соответствии с [11].

10.7.1.4 Результаты технического обслуживания и ремонта баллонных установок следует оформлять в журнале по форме, приведенной в приложении 16.

10.7.2 Техническое обслуживание баллонных установок

10.7.2.1 Техническое обслуживание групповых и индивидуальных баллонных установок жилых одноквартирных и жилых многоквартирных зданий следует проводить в сроки и объемах в соответствии с [10].

Техническое обслуживание баллонных установок и наружных газопроводов производственных, административных, общественных и бытовых зданий следует проводить по договорам, заключенным владельцами баллонных установок с ГРО или эксплуатационной организацией не реже одного раза в 3 мес (для групповых баллонных установок) и по заявкам владельцев (для индивидуальных баллонных установок).

Техническое обслуживание баллонных установок и наружных газопроводов производственных зданий может выполняться также собственной газовой службой (при необходимости).

10.7.2.2 При техническом обслуживании групповых и индивидуальных баллонных установок и газопроводов следует проводить:

- внешний осмотр установок и проверку на герметичность соединений баллонов с газопроводами, арматурой с целью выявления утечек СУГ;
- проверку технического состояния защитного покрытия шкафа, запоров, заземления, предупредительных надписей при наличии шкафа.

10.7.2.3 При техническом обслуживании групповых баллонных установок дополнительно следует выполнять:

- проверку исправности и параметров настройки регуляторов давления и предохранительных клапанов;
- контроль показаний манометров.

10.7.2.4 При техническом обслуживании групповых баллонных установок должны выполняться также положения 5.36, 10.4.3, 10.4.23, 10.4.24.

10.7.2.5 Приостанавливать подачу паровой фазы СУГ потребителям при замене баллонов в групповой баллонной установке не допускается.

10.7.3 Текущий ремонт баллонных установок

10.7.3.1 Текущий ремонт баллонных установок следует проводить по мере необходимости по результатам технического обслуживания.

Текущий ремонт групповых и индивидуальных баллонных установок жилых одноквартирных и жилых многоквартирных зданий следует проводить в соответствии с [10].

10.7.4 Техническое освидетельствование баллонов

10.7.4.1 Текущий ремонт и техническое освидетельствование баллонов следует проводить на ГНС на специально оборудованных постах в соответствии с производственными инструкциями и эксплуатационной документацией.

10.7.4.2 Объем, методы и периодичность технических освидетельствований баллонов следует определять в соответствии с [7].

10.7.4.3 При получении положительных результатов технического освидетельствования на паспорт-табличку баллона наносят клеймо организации, проводившей освидетельствование, дату следующего освидетельствования. Клеймо должно быть круглой формы и иметь шифр организации, осуществляющей освидетельствование баллонов.

10.7.4.4 При выявлении неисправностей, указанных в эксплуатационной документации, баллоны должны быть отбракованы и приведены в негодное состояние, исключающее возможность их последующего использования.

10.7.4.5 Результаты освидетельствования следует оформлять в журнале по форме, приведенной в приложении 17.

10.8 Промежуточные склады баллонов

10.8.1 Наполненные и порожние баллоны следует хранить на складе баллонов раздельно, а места их размещения обозначать соответствующими табличками с надписями.

10.8.2 Температура воздуха в помещении склада хранения баллонов не должна превышать 35 °С. Проектной (рабочей) документацией должны предусматриваться меры по недопущению повышения температуры на складе хранения баллонов, приводящего к нештатной ситуации.

10.8.3 Допускается хранение баллонов на специальных площадках, имеющих искробезопасное покрытие, ограждение и навес, выполненные из негорючих материалов и защищающие баллоны от прямых солнечных лучей.

10.9 Электрооборудование, молниезащита, заземление, связь

10.9.1 Общие указания

10.9.1.1 При эксплуатации электрооборудования, молниезащиты, заземления, связи следует выполнять положения раздела 5.

Эксплуатацию электрооборудования следует осуществлять также в соответствии с [15].

10.9.1.2 Для каждой электроустановки ГНС, ГНП, АГЗС следует составлять эксплуатационные схемы режимов работы и схемы электрических соединений, мест заземления электрооборудования. Все изменения, вносимые в схемы электрических соединений, а также изменения мест установки заземления вносят в схемы с обязательным указанием, кем, когда и по какой причине внесено изменение. Эксплуатационные схемы режимов работы должен утверждать ответственный за безопасную эксплуатацию электрохозяйства объекта.

10.9.1.3 В помещениях со взрывоопасными зонами, а также у наружных установок со взрывоопасными зонами должны применяться телефонные аппараты во взрывозащищенном исполнении.

10.9.1.4 Работы по ремонту электрооборудования в помещениях со взрывоопасными зонами следует выполнять после обесточивания электросети. При необходимости используют переносные аккумуляторные взрывобезопасные светильники.

10.9.1.5 Проверку технического состояния молниезащиты следует проводить один раз в год перед началом грозового сезона, при этом измерение сопротивления заземлителей зданий и технических устройств следует проводить один год летом (по возможности в период наибольшего просыхания почвы), а в следующем году — зимой (по возможности в период наибольшего промерзания почвы). Одновременно с этим следует проверять состояние перемычек (защита от статического электричества и вторичных проявлений молнии) на газопроводах, мягких вставках вентиляционных установок и другом оборудовании.

По результатам проверки систем молниезащиты необходимо оформлять акты (отчеты, протоколы), которые должны содержать:

- результаты визуального осмотра элементов систем молниезащиты;
- результаты проверки переходных сопротивлений контактных соединений элементов систем молниезащиты и целостности проводников;
- результаты измерений сопротивлений заземляющих устройств и удельного сопротивления грунта (при необходимости).

Дополнительно к актам (отчетам, протоколам) должны прилагаться:

- схема элементов системы молниезащиты с указанием точек измерений с привязкой к местности;
- копии документов об аттестации электролаборатории;
- копии свидетельств о поверке использованных средств измерений.

10.9.1.6 При значении сопротивления заземлителей выше нормируемого показателя проводят внеочередной текущий ремонт заземлителей.

10.9.1.7 Не допускается:

- эксплуатировать электрооборудование при неисправном заземляющем устройстве;
- оставлять под напряжением неиспользуемые электросети;
- включать электроустановки без необходимой электрической защиты;
- заменять электрические светильники во взрывозащищенном исполнении светильниками другого типа;
- эксплуатировать электрооборудование при недопустимых отклонениях от его номинальных параметров.

10.9.2 Техническое обслуживание, текущий и капитальный ремонты

10.9.2.1 При проведении технического обслуживания электрооборудования не реже одного раза в смену (ТО-1) следует выполнять внешний осмотр, включающий в себя проверку:

- технического состояния защитного покрытия электропроводов и кабелей (кроме подземных и скрытых), в том числе их вводов, защитных устройств и др., крепления трубных проводок, отсутствия люфта в местах присоединения, отсутствия неисправностей;
- наличия и присоединения заземления к электрооборудованию;
- наличия предупредительных и эксплуатационных надписей;
- наличия и сохранности пломб;
- отсутствия недопустимой вибрации, посторонних шумов и стуков, перегрева поверхности электродвигателей;
- наличия и сохранности взрывозащитных устройств;
- технического состояния надземной части заземления.

10.9.2.2 При проведении технического обслуживания электрооборудования не реже одного раза в месяц (ТО-2) следует выполнять следующие работы:

- проведение электроизмерений, необходимых для анализа электробезопасности;
- проверку функционирования элементов сети согласно электросхемам;
- проверку срабатывания защит и блокировок;
- проверку сопротивления изоляции;
- проверку сопротивления заземления.

10.9.2.3 Текущий ремонт следует проводить:

- не реже одного раза в год — для двигателей с частотой вращения до 1500 об/мин;
- не реже одного раза в 6 мес — для двигателей с частотой вращения более 1500 об/мин.

10.9.2.4 Перед ремонтом электрооборудования электродвигатели следует отключать от источников питания видимым разрывом. На пусковых и распределительных устройствах следует вывешивать плакаты «Не включать — работают люди».

10.9.2.5 При текущем ремонте электрооборудования следует проводить:

- замену смазки в подшипниках;
- ремонт токоведущих частей и контактных соединений;
- устранение течи масла и его замену;
- замену уплотнений;
- замену предохранителей, сухих гальванических элементов и аккумуляторных батарей;
- замену обмоток низковольтных электрических машин и секций заводского изготовления высоковольтных электрических машин на идентичные.

10.9.2.6 Капитальный ремонт электрооборудования должны проводить организации, выполняющие данные работы на законных основаниях, сетей электроснабжения — персонал объекта.

10.9.2.7 В случае автоматического отключения электрооборудования следует проводить внеочередной внешний осмотр и, при необходимости, ремонт.

10.9.2.8 Результаты технического обслуживания и ремонта электрооборудования следует оформлять в журнале по форме, приведенной в приложении 18.

10.10 Системы автоматизации и сигнализации, средства измерений

10.10.1 Общие положения

10.10.1.1 При эксплуатации систем автоматизации и сигнализации, СИ следует выполнять положения раздела 5.

10.10.1.2 АСУ ТП должна обеспечивать круглосуточную бесперебойную работу и получение достоверной информации по автоматизированным зонам обслуживания. Эксплуатацию средств АСУ ТП должны осуществлять организации, эксплуатирующие объекты СУГ, в соответствии с документацией предприятий-изготовителей. Для выполнения работ по ремонту средств АСУ ТП на договорной основе могут привлекаться сторонние организации, выполняющие данные работы на законных основаниях. Устройства автоматики технологических защит, блокировок и сигнализации должны быть обеспечены постоянным электроснабжением и защищены от вибраций или сотрясений при выполнении работ, связанных с эксплуатацией технологических устройств.

10.10.1.3 Средства защиты, автоматизации, блокировок, СИ, а также вентиляция и освещение производственных помещений должны быть постоянно включены в работу.

10.10.1.4 Порядок надзора и контроля за СИ должен соответствовать требованиям [16].

Организации, эксплуатирующие объекты СУГ, относящиеся к ОПО, должны осуществлять внутренний метрологический контроль состояния СИ в соответствии с ГОСТ 8.612.

10.10.1.5 СИ должны проходить:

- первичную поверку после ремонта;
- периодическую поверку в сроки, установленные межпроверочным интервалом при утверждении типа СИ в процессе эксплуатации.

10.10.1.6 Знак поверки наносят непосредственно на СИ в виде оттиска клейма или знака поверки в виде наклейки с нанесенной датой поверки. Если особенности конструкции или условия эксплуатации СИ не позволяют нанести знак поверки непосредственно на СИ, его наносят на свидетельство о поверке и/или в паспорт (формуляр).

На СИ должны быть установлены пломбы, предотвращающие доступ к узлам регулировки и/или элементам конструкции СИ.

10.10.1.7 При эксплуатации СИ следует соблюдать сроки поверки, установленные при утверждении типа СИ. При снятии на поверку СИ необходимо заменять аналогичными по метрологическим характеристикам и условиям эксплуатации поверенными приборами.

10.10.1.8 Не допускается применение СИ, не отвечающих 10.10.1.6, с истекшим сроком поверки, а также у которых имеются повреждения или стрелка манометра при отключении баллона не возвращается к нулевому делению шкалы (на значение, превышающее половину допускаемой погрешности манометра).

10.10.1.9 Манометры должны иметь шкалу, предел измерений рабочего давления которой находится во второй ее трети, и класс точности не ниже 2,5 для резервуаров и не ниже 1,5 — для газопроводов.

10.10.1.10 На циферблате или корпусе показывающих манометров должно быть краской обозначено значение, соответствующее рабочему давлению. Взамен красной черты разрешается прикреплять к корпусу манометра пластину (из металла или иного материала достаточной прочности), окрашенную в красный цвет или плотно прилегающую к стеклу манометра, либо указатель предельного давления (скобу).

10.10.1.11 Стационарные и переносные газоанализаторы и сигнализаторы должны проходить проверку не реже одного раза в 3 мес контрольными смесями на срабатывание при концентрации СУГ 10 % НКПР в помещении, 20 % — вне помещения в соответствии с эксплуатационной документацией предприятия-изготовителя.

Переносные газоанализаторы и сигнализаторы следует проверять на работоспособность ежедневно и перед каждым их применением. Осмотр газоанализатора и его проверку перед использованием должен проводить персонал, выполняющий и дальше работу с данными газоанализаторами.

Результаты поверки, проверки стационарных и переносных газоанализаторов и сигнализаторов поверочными смесями и на работоспособность следует фиксировать в журнале по форме, приведенной в приложении 19.

10.10.1.12 Панели и щиты автоматизации должны иметь с лицевой и задней сторон надписи, указывающие их назначение, а установленная на них аппаратура — надписи или маркировку согласно схемам.

10.10.1.13 Сигнальные лампы и другие специальные приборы должны иметь надписи, указывающие характер сигнала.

10.10.2 Техническое обслуживание и ремонт

10.10.2.1 Техническое обслуживание СИ и систем автоматизации, блокировки и сигнализации должно совмещаться с техническим обслуживанием технических устройств технологической системы и электрооборудования.

10.10.2.2 При техническом обслуживании не реже одного раза в смену (ТО-1) необходимо выполнять:

- внешний осмотр СИ, трубных и кабельных проводок, заземляющих проводников, вводов проводов и кабелей с целью выявления неисправностей;
- проверку герметичности и крепления импульсных линий;
- проверку наличия и сохранности пломб;
- проверку исправности электропроводки и других коммуникаций;
- проверку показаний манометров, уровнемерных устройств и других измерительных приборов;
- проверку наличия и целостности элементов взрывозащиты;
- смазку механизмов движения;
- другие работы, предусмотренные эксплуатационной документацией предприятия-изготовителя.

В техническое обслуживание также входит своевременное представление приборов для поверки.

Проверку срабатывания устройств сигнализации и блокировок автоматики безопасности следует проводить не реже одного раза в месяц (ТО-2).

10.10.2.3 Текущий и капитальный ремонты СИ должны проводить организации, выполняющие данные работы на законных основаниях, с заменой снятых приборов аналогичными поверенными приборами, и выполнять проведение ремонта основных технических устройств с учетом соблюдения сроков проведения технического обслуживания и ремонта СИ, установленных предприятием-изготовителем.

10.10.2.4 Результаты технического обслуживания и ремонта СИ (за исключением манометров) и средств автоматизации следует оформлять в журнале по форме, приведенной в приложении 20.

Результаты проверки манометров следует оформлять в журнале по форме, приведенной в приложении 21.

10.11 Установки электрохимической защиты

10.11.1 Ввод в эксплуатацию

10.11.1.1 Средства ЭХЗ следует вводить в эксплуатацию в процессе строительства объектов, использующих СУГ, в соответствии с ГОСТ 9.602—2016 (пункт 8.1.3).

Соблюдение указанных сроков должен обеспечивать заказчик строительства объекта.

10.11.1.2 Ввод средств ЭХЗ в эксплуатацию следует осуществлять после проведения пусконаладочных работ и испытаний на стабильность в течение 72 ч. К проведению пусконаладочных работ заказчиком строительства объекта следует привлекать организации, выполняющие данные работы на законных основаниях.

До окончания работ по строительству стального подземного газопровода и резервуаров, подлежащих защите, и ввода их в эксплуатацию заказчик строительства должен обеспечить проведение технического обслуживания принятых в эксплуатацию установок ЭХЗ.

10.11.1.3 Ввод средств ЭХЗ в эксплуатацию следует осуществлять после подписания комиссией акта ввода в эксплуатацию по форме, приведенной в ГОСТ 34741—2021 (приложение Ф).

10.11.1.4 Каждой введенной в эксплуатацию установке ЭХЗ должен быть присвоен порядковый номер и составлен эксплуатационный паспорт, форма которого приведена в ГОСТ 34741—2021 (приложения Д и Е).

10.11.1.5 Ввод в эксплуатацию электроизолирующих соединений следует проводить на основании справок об их приемке после окончания монтажа.

10.11.2 Техническое обслуживание и ремонт средств электрохимической защиты

10.11.2.1 Для подземных или частично заглубленных стальных резервуаров следует использовать катодную и/или протекторную установки ЭХЗ.

Техническое обслуживание установок ЭХЗ, не оборудованных АСУ ТП, следует проводить не реже:

- двух раз в месяц — для катодных;
- одного раза в 6 мес — для протекторных.

При наличии АСУ ТП, отвечающих требованиям ГОСТ Р 8.596, периодичность проведения технического обслуживания установок ЭХЗ может устанавливаться ГРО или эксплуатационной организацией самостоятельно. При этом эксплуатацию АСУ ТП могут проводить газовые службы объектов, использующих СУГ, или на договорной основе другие организации (выполняющие данные работы на законных основаниях) аналогично эксплуатации АСУ ТП сетей газораспределения природного газа по ГОСТ 34741—2021 (раздел 9).

При техническом обслуживании катодных установок ЭХЗ необходимо выполнить:

- осмотр всех элементов установки с целью выявления внешних дефектов, проверку плотности контактов (в том числе контактов системы защитного заземления), исправности монтажа, а также проверку отсутствия механических повреждений отдельных элементов, подгаров, а также раскопок по трассе подземных кабельных линий и по месту расположения анодного заземления, обрывов воздушных кабельных линий;
- визуальный осмотр прибора учета электроэнергии;
- проверку исправности предохранителей защитных и коммутационных аппаратов;
- очистку корпуса катодного преобразователя, блока совместной защиты снаружи и внутри;
- контроль режимов работы [измерение тока и напряжения на выходе преобразователя или между гальваническим анодом (протектором) и трубой];
- измерение защитных потенциалов (поляризационного или суммарного) газопровода в точке подключения к защищаемому сооружению;
- восстановление нарушенных информационных надписей (наименование и номер телефона ГРО или эксплуатационной организации, маркировочных бирок кабельных линий и знаков безопасности), проверку наличия и состояния знаков привязки на местности анодного заземления и точек подключения к защищаемым сооружениям;
- устранение выявленных неисправностей.

На протекторных установках защиты следует выполнять техническое обслуживание с проверкой эффективности их работы.

Результаты технического обслуживания установок ЭХЗ следует оформлять записями в эксплуатационных журналах ЭХЗ по форме, приведенной в ГОСТ 34741—2021 (приложение К).

10.11.2.2 Техническое обслуживание электроизолирующих соединений и проверку их диэлектрических свойств следует проводить со следующей периодичностью:

- в сроки, установленные требованиями документации предприятия-изготовителя, — для неразъемных по диэлектрику;
- не реже одного раза в год — для фланцевых.

Результаты технического обслуживания электроизолирующих соединений оформляют по форме, приведенной в [17] (приложение Ч).

10.11.2.3 Проверку эффективности работы установок катодной защиты должны проводить не реже, чем два раза в год, с интервалом не менее 4 мес.

При проверке эффективности работы катодных установок защиты следует выполнять:

- все работы, предусмотренные при техническом обслуживании;
- измерения защитных потенциалов в опорных точках на защищаемом сооружении;
- контроль распределения тока между защищаемыми сооружениями в блоках совместной защиты.

При техническом обслуживании с проверкой эффективности работы протекторных установок следует выполнять:

- контроль режима работы (измерение силы тока в цепи «протектор — защищаемое сооружение»; разность потенциалов между протектором и защищаемым сооружением);
- измерение защитных потенциалов в точке подключения к защищаемому сооружению и в опорных точках на защищаемом сооружении;
- измерение потенциала «протектор — земля»;
- осмотр контактных соединений.

Порядок проведения и объем необходимых измерений при проверке эффективности установок ЭХЗ должны устанавливаться методикой, утвержденной в установленном порядке.

Результаты проверки эффективности работы установок ЭХЗ следует оформлять документацией по формам, установленным методикой проведения работ.

10.11.2.4 Корректировку режимов работы средств ЭХЗ следует проводить:

- при изменении рабочих параметров установки;

- при изменении коррозионных условий эксплуатации защищаемых сооружений, связанных с прокладкой новых подземных сооружений, изменением конфигурации газовой и рельсовой сетей в зоне действия защиты, строительством установок ЭХЗ на смежных коммуникациях.

10.11.2.5 Контроль работы установок ЭХЗ следует осуществлять в соответствии с ГОСТ 9.602.

Дефекты и неисправности, выявленные при техническом обслуживании установок ЭХЗ и проверке эффективности их работы, устраняют при текущем или капитальном ремонте. Классификацию работ выполняют с учетом требований законодательства и стандартов организаций.

10.11.2.6 Срок ремонта вышедшей из строя установки ЭХЗ должны определять ГРО или эксплуатационная организация самостоятельно, но не менее сроков, указанных в [17] (пункт 4.7.7), исходя из возможности обеспечения защитного потенциала на защищаемом сооружении соседними установками (перекрытие зон защиты).

Перекрытие зоны защиты вышедшей из строя установки ЭХЗ оформляют записями в эксплуатационных журналах соседних установок ЭХЗ.

Работы по внеплановому ремонту вышедших из строя установок ЭХЗ следует классифицировать как аварийные. Внеплановый ремонт установок ЭХЗ следует проводить для устранения причин отказов в процессе их эксплуатации и оформлять соответствующим актом с указанием причины его проведения по форме, приведенной в ГОСТ 34741—2021 (приложение Х).

10.11.2.7 ГРО или эксплуатационная организация должны вести учет числа и времени простоев установок ЭХЗ в процессе их эксплуатации по форме, утвержденной руководителем ГРО или эксплуатационной организации. Суммарная продолжительность простоев установок ЭХЗ не должна превышать 14 сут в течение года.

Для обеспечения непрерывности работы установок ЭХЗ в ГРО или эксплуатационных организациях следует создавать аварийный запас преобразователей катодной защиты в объеме, установленном нормативными документами ГРО или эксплуатационной организации.

10.11.2.8 Сведения о проведении текущего ремонта средств ЭХЗ следует оформлять записями в эксплуатационных журналах, о проведении капитального ремонта — в эксплуатационных паспортах установок ЭХЗ, формы которых приведены в ГОСТ 34741—2021 (приложения К и Д соответственно). Объем выполненного ремонта следует оформлять актом (актами) в соответствии с ГОСТ 34741—2021 (приложение Ц).

10.11.2.9 На объектах СУГ, не требовавших на стадии их проектирования электрохимической защиты в соответствии с ГОСТ 9.602—2016 (кроме 8.1.5), следует выполнять работы по проверке коррозионных условий их эксплуатации:

- контроль опасности блуждающих токов с периодичностью не реже одного раза в два года;
- контроль коррозионной агрессивности грунтов (включая биокоррозионную агрессивность) с периодичностью не реже одного раза в пять лет.

Данные о проведенных работах следует заносить в эксплуатационный журнал по форме, приведенной в ГОСТ 34741—2021 (приложение К).

10.11.2.10 При эксплуатации установок катодной защиты следует выполнять также работы по техническому обслуживанию и ремонту, установленные предприятием-изготовителем и [15].

10.11.3 Оценка эффективности противокоррозионной защиты подземных газопроводов

10.11.3.1 Эффективность противокоррозионной защиты объектов СУГ следует определять на основании следующих данных:

- проверки эффективности работы средств ЭХЗ;
- оценки защищенности газопроводов от электрохимической коррозии по протяженности (для газопроводов) и по времени;
- обследования во всех шурфах, отрываемых в процессе эксплуатации.

Для оценки эффективности могут использоваться дополнительные данные, полученные при других обследованиях, виды и объем которых устанавливаются нормативными документами ГРО или эксплуатационной организации.

10.11.3.2 В шурфах, отрываемых для ремонта коррозионных повреждений и устранения дефектов изоляционных покрытий, необходимо выполнить:

- визуально-измерительный контроль состояния изоляционного покрытия (складки, гофры, зоны отслаивания, сквозные дефекты и т. п.) и сплошности защитного покрытия. Допускается определять сплошность защитного покрытия с помощью искровых дефектоскопов при соблюдении мер безопасности;
- определение переходного сопротивления, адгезии и толщины изоляции;

- определение характера, размеров и расположения повреждений изоляционного покрытия, включая сквозные дефекты;
- определение количества, глубины, площади и расположения по периметру сооружения коррозионных повреждений металла трубы;
- отбор проб грунта для определения коррозионной агрессивности, включая биокоррозионную агрессивность;
- определение наличия блуждающих токов (постоянных, переменных);
- измерение потенциала металла трубы при включенной и отключенной ЭХЗ.

По результатам обследования оформляют акт шурфового осмотра по форме, приведенной в ГОСТ 34741—2021 (приложение Ш) для газопроводов, и по форме, приведенной в приложении 22 для резервуаров, проводят анализ причин возникновения коррозионных повреждений и разрабатывают мероприятия по повышению эффективности противокоррозионной защиты объектов СУГ.

10.11.3.3 Оценку эффективности противокоррозионной защиты объектов СУГ следует проводить ежегодно.

Результаты оценки эффективности противокоррозионной защиты объектов СУГ следует использовать для прогнозирования их коррозионного состояния и разработки мероприятий по повышению эксплуатационной надежности системы противокоррозионной защиты.

10.12 Сети инженерно-технического обеспечения и сооружения на них

10.12.1 При эксплуатации сетей инженерно-технического обеспечения и сооружений на них следует выполнять положения раздела 5.

10.12.2 При эксплуатации сетей инженерно-технического обеспечения должны поддерживаться их параметры (давление, температура), предусмотренные проектной (рабочей) документацией.

10.12.3 При проведении технического обслуживания не реже одного раза в смену (ТО-1) необходимо выполнять:

- проверку уровня воды в противопожарных резервуарах;
- проверку наличия и комплектности первичных средств пожаротушения.

10.12.4 При проведении технического обслуживания не реже одного раза в полгода (ТО-4) необходимо выполнять:

- внешний осмотр надземных и внутренних сетей инженерно-технического обеспечения, включая арматуру на них, компенсаторы, с целью выявления неисправностей и утечек рабочей среды;
- проверку технического состояния защитных покрытий, креплений и опор;
- проверку состояния грунта засыпки подземных сетей инженерно-технического обеспечения;
- проверку технического состояния колодцев, тепловых камер, каналов с выявлением степени загазованности, наличия воды и посторонних предметов. Очистку канализационных сетей и колодцев следует проводить по графикам и в соответствии с порядком проведения газоопасных работ;
- проверку технического состояния противопожарных насосов, пожарных гидрантов, лафетных установок, дренчерных, спринклерных и т. п. систем.

10.12.5 Текущий ремонт проводят в сроки:

- не реже одного раза в год — для наружных тепловых сетей;
- не реже одного раза в два года — для наружных и внутренних сетей водопровода и канализации, отопления, горячего водоснабжения, арматуры и компенсаторов.

10.12.6 При проведении текущего ремонта следует выполнять:

- устранение недопустимых деформаций;
- восстановление защитных и теплоизоляционных покрытий трубопроводов длиной не более 5 м;
- восстановление проектного положения грунта засыпки подземных сетей инженерно-технического обеспечения;
- ремонт креплений, опор;
- ремонт внутренних поверхностей колодцев и железобетонных противопожарных резервуаров;
- проверку и набивку сальников арматуры;
- проверку герметичности сварных, резьбовых и фланцевых соединений;
- замену поврежденных болтов и прокладок.

Перед спуском в колодец или камеру сооружения следует проверять на наличие СУГ и, при необходимости, проветривать.

Капитальный ремонт сетей инженерно-технического обеспечения и сооружений на них следует проводить по мере необходимости по результатам технического обслуживания.

10.12.7 При проведении капитального ремонта следует выполнять замену:

- участков сетей инженерно-технического обеспечения с недопустимыми дефектами;
- теплоизоляционных покрытий;
- арматуры;
- креплений, подвижных и неподвижных опор;
- гидроизоляции подземных сооружений (колодцев, резервуаров, камер, лотков и т. д.).

10.12.8 После замены участков сетей инженерно-технического обеспечения и арматуры их необходимо испытать на герметичность.

10.12.9 Результаты технического обслуживания и ремонта сетей инженерно-технического обеспечения следует заносить в журнал, форма которого приведена в приложении 23.

Результаты технического обслуживания и ремонта противопожарного оборудования и сооружений (заборные устройства резервуаров и/или водоемов, насосы, пожарные гидранты, пожарные щиты и т. п.) следует заносить в журнал, форма которого приведена в приложении 24.

10.13 Системы вентиляции, отопления и кондиционирования

10.13.1 Общие положения

10.13.1.1 При эксплуатации систем вентиляции, отопления и кондиционирования следует выполнять положения раздела 5.

10.13.1.2 Техническое обслуживание, текущий и капитальный ремонты систем вентиляции, отопления и кондиционирования должен осуществлять персонал объекта. Допускается проведение отдельных видов работ другой организацией, выполняющей данные работы на законных основаниях.

10.13.2 Техническое обслуживание и ремонт

10.13.2.1 При техническом обслуживании систем вентиляции и кондиционирования не реже одного раза в смену (ТО-1) необходимо выполнять:

- внешний осмотр с целью выявления неисправностей;
- контроль герметичности воздуховодов, вентиляционных камер и труб калориферов;
- выявление посторонних шумов и вибрации, подсосов воздуха;
- проверку действия дроссель-клапанов, шиберов и жалюзийных решеток, проверку правильности направления вращения рабочих колес центробежных вентиляторов и крыльчатки осевых вентиляторов.

10.13.2.2 При техническом обслуживании систем вентиляции и кондиционирования не реже одного раза в месяц (ТО-2) необходимо выполнять:

- проверку технического состояния дефлекторов, устройств защиты (козырьков) вентиляторов, размещаемых снаружи зданий, спускных кранов, площадок, лестниц и ограждений;
- контроль за температурой подшипников электродвигателей, проверку технического состояния заземления вентиляционного оборудования, оборудования для кондиционирования и воздуховодов;
- проверку включения и выключения систем вентиляции и кондиционирования;
- визуальный контроль наличия механических повреждений и коррозии, нарушений целостности окраски, очистку приточных и вытяжных устройств, наружных поверхностей оборудования от пыли и грязи;
- подтяжку креплений, ремонт фиксаторов положений клапанов и шиберов.

10.13.2.3 При техническом обслуживании систем вентиляции и кондиционирования не реже одного раза в 3 мес (ТО-3) следует выполнять проверку кратности воздухообмена в помещениях.

10.13.2.4 При техническом обслуживании систем вентиляции и кондиционирования не реже одного раза в год (ТО-5) следует выполнять проверку проектной эффективности работы систем приточно-вытяжной и аварийной вентиляции и кондиционирования.

10.13.2.5 Текущий ремонт следует выполнять не реже одного раза в год.

10.13.2.6 При текущем ремонте следует выполнять следующие работы:

- устранение дефектов, выявленных при плановых осмотрах;
- разборку и очистку электродвигателей;
- проверку работы электродвигателей под нагрузкой и на холостом ходу;
- проверку параметров взрывозащиты электродвигателей;
- проверку сопротивления заземляющих устройств;

- проверку и восстановление зазоров между ротором и кожухом;
- ремонт или замену подшипников вентиляторов и электродвигателей;
- ремонт или замену изоляции токоведущих частей, ремонт магнитных пускателей и контакторов;
- замену смазки в подшипниках и при необходимости фланцев, болтов, прокладок, мягких вставок;
- ремонт отдельных лопаток колес центробежных вентиляторов и крыльчатки осевых вентиляторов;
- ремонт и балансировку ротора вентилятора для устранения вибрации воздуховодов и ликвидации дополнительного шума;
- крепление вентиляторов и электродвигателей;
- восстановление защитных покрытий оборудования, помещений вентиляционных камер;
- опробование отдельных узлов и систем в целом, проведение наладки и испытаний;
- чистку воздуховодов, вентиляционных камер, заборных и вытяжных шахт, замену элементов фильтров;
- проверку герметичности обратных клапанов приточных систем вентиляции;
- устранение утечек теплоносителя в калориферах (при наличии дефекта);
- ремонт вентиляционных камер, рукавов, кассет, разделок в местах прохода через ограждающие конструкции.

10.13.2.7 Запрещается эксплуатация участков (отделений) объекта при повышении температуры в помещении при неработающей системе кондиционирования, способной привести к аварии, без соблюдения дополнительных мероприятий, которые должны быть разработаны в производственных инструкциях до начала эксплуатации объекта.

10.13.2.8 Капитальный ремонт следует выполнять в объеме, необходимом для обеспечения работоспособности систем вентиляции и кондиционирования, но не реже одного раза в пять лет.

10.13.2.9 Техническое обслуживание систем отопления следует проводить перед началом и после отопительного сезона (ТО-4), текущий ремонт — не реже одного раза в год перед началом отопительного сезона по результатам технического обслуживания и после его окончания.

10.13.2.10 При техническом обслуживании систем отопления не реже одного раза в смену (ТО-1) следует выполнять внешний осмотр с целью выявления неисправностей.

При техническом обслуживании систем отопления не реже одного раза в 3 мес (ТО-3) следует выполнять:

- проверку защитного покрытия элементов систем теплоснабжения;
- проверку работоспособности запорных устройств;
- контроль герметичности соединений.

10.13.2.11 При текущем ремонте систем теплоснабжения следует выполнять:

- восстановление защитного покрытия;
- ремонт креплений;
- замену быстроизнашивающихся элементов арматуры и отдельных участков трубопроводов;
- прочистку подводящих к нагревательным приборам трубопроводов;
- гидравлическое испытание, промывку и опрессовку систем теплоснабжения.

10.13.2.12 Капитальный ремонт систем теплоснабжения следует выполнять в объеме, необходимом для восстановления работоспособности, но не реже одного раза в пять лет.

При капитальном ремонте следует выполнять замену пришедших в негодность нагревательных приборов, участков труб и арматуры.

10.13.2.13 Результаты технического обслуживания и ремонта систем вентиляции и кондиционирования следует оформлять в журнале по форме, приведенной в приложении 25.

Результаты технического обслуживания и ремонта системы отопления должны оформляться в журнале по форме, приведенной в приложении 26.

10.14 Здания и сооружения

10.14.1 Общие положения

10.14.1.1 При эксплуатации зданий и сооружений следует выполнять положения раздела 5. Эксплуатация зданий и сооружений должна быть организована таким образом, чтобы обеспечивать их соответствие требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности сетей инженерно-технического обеспечения приборами учета используемых энергетических ресурсов в течение всего срока эксплуатации зданий и сооружений.

10.14.1.2 В первые два года эксплуатации объектов следует проводить наблюдение за осадкой фундаментов зданий, сооружений и технических устройств.

Наблюдение за осадкой фундаментов должно заключаться в периодическом инструментальном определении положения реперов, фиксировании видимых нарушений и факторов, влияющих на значения и характер сдвижений и деформаций. Для наблюдений за осадкой фундаментов следует предусматривать наличие стенных и грунтовых реперов.

10.14.1.3 Осмотр и замеры следует проводить не реже одного раза в 3 мес или внепланово — при обнаружении явных признаков деформации строительных конструкций.

10.14.1.4 Наблюдения за осадкой фундаментов в последующие годы следует проводить при проявлении негативных воздействий на здания и сооружения, размещенные на территориях с особыми природными и грунтовыми условиями.

10.14.1.5 Результаты наблюдений за осадкой зданий и сооружений следует фиксировать в журнале по форме, приведенной в приложении 27.

10.14.1.6 Снаружи входной двери в каждое помещение производственной зоны необходимо вывешивать таблички с предупредительными надписями «Вход посторонним воспрещен», «Огнеопасно — газ», а также таблички с указанием категории помещения по взрывопожарной опасности, класса взрывоопасной зоны, фамилии ответственного за эксплуатацию.

10.14.1.7 У наружных установок технологической системы следует предусматривать размещение предупредительных знаков «Огнеопасно — газ», «Курить запрещено» с указанием категории пожарной опасности и класса взрывоопасной зоны.

10.14.1.8 К началу снеготаяния ливневую канализацию следует подготавливать к отводу воды.

10.14.1.9 Устройство и эксплуатацию железнодорожных путей следует проводить в соответствии с ГОСТ 9238.

10.14.1.10 Техническое обслуживание и ремонт сооружений следует проводить организациям, выполняющим данные работы на законных основаниях.

10.14.1.11 Результаты технического обслуживания и ремонта зданий и сооружений следует фиксировать в журнале по форме, приведенной в приложении 28.

10.14.2 Техническое обслуживание

10.14.2.1 При техническом обслуживании зданий и сооружений не реже одного раза в месяц (ТО-2) необходимо выполнять:

- внешний осмотр строительных конструкций зданий и сооружений, в том числе фундаментов технических устройств и железнодорожной сливной эстакады, с целью выявления неисправностей (появление трещин, прогибов, искривлений строительных конструкций, нарушение штукатурки на газонепроницаемой стене или перегородке, отделяющей помещение со взрывоопасными зонами от помещений иных категорий, защитного покрытия, конструкции обвалования, засыпки/обсыпки резервуаров базы хранения, площадки установки резервуаров и т. д.);
- проверку технического состояния полов в помещениях категории А с целью выявления нарушения наружной поверхности.

10.14.2.2 При техническом обслуживании зданий и сооружений не реже одного раза в 6 мес (ТО-4) необходимо выполнять:

- внешний осмотр железобетонных конструкций;
- проверку технического состояния опор газопроводов и железнодорожных эстакад, искробезопасного покрытия полов в помещениях со взрывоопасными зонами и плит покрытия железнодорожной эстакады;
- проверку газонепроницаемости строительных конструкций, отделяющих помещения с взрывоопасными зонами от помещений иных категорий;
- проверку технического состояния металлических лестниц и площадок и их защитного, в том числе искробезопасного, покрытия;
- проверку технического состояния искробезопасного покрытия трущихся элементов окон и дверей;
- покраску или побелку стекол оконных и дверных проемов (с внутренней стороны), кроме матовых и тонированных стекол.

10.14.2.3 При техническом обслуживании зданий и сооружений не реже одного раза в год (ТО-5) следует выполнять:

- внешний осмотр металлических конструкций зданий и сооружений;
- проверку технического состояния легкосбрасываемых конструкций.

10.14.2.4 При техническом обслуживании зданий и сооружений при необходимости также следует выполнять:

- очистку в зимний период от снега и наледи покрытия железнодорожной эстакады, кровель зданий, площадок и лестниц, пешеходных дорожек, территории внутри обвалования базы хранения, поверхности грунта засыпки подземных резервуаров, территории от горючих материалов и посторонних предметов, а также очистку дождевой канализации, посыпку песком (при необходимости);
- проверку технического состояния дорожного покрытия автомобильных и железных дорог, очистку кюветов от мусора для обеспечения стока поверхностных вод, в зимний период — очистку от снега и наледи.

10.14.3 Текущий и капитальный ремонты

10.14.3.1 При текущем ремонте зданий и сооружений не реже одного раза в три года необходимо выполнить:

а) ремонт поврежденных участков:
   1) полов, кровли, карнизов;
   2) дорожных покрытий основных дорог, проездов и площадок;
   3) отмосток вокруг зданий, пешеходных дорожек;
   4) обвалования, грунта засыпки/обсыпки резервуаров;
   5) открытых участков фундаментов технических устройств;
   6) опор надземных газопроводов;

б) окраску оконных и дверных блоков.

Для предохранения от коррозии металлические конструкции зданий и сооружений необходимо периодически окрашивать (не реже одного раза в 12 мес — наружные, по мере необходимости — внутренние). Сроки восстановления лакокрасочного покрытия следует устанавливать по результатам технического обслуживания с учетом срока службы лакокрасочного покрытия в конкретных условиях эксплуатации.

10.14.3.2 При текущем ремонте зданий и сооружений не реже одного раза в пять лет необходимо выполнять также другие виды ремонта строительных конструкций, вызванные производственной необходимостью и местными условиями эксплуатации.

10.14.3.3 Обследование технического состояния следует проводить в случаях, предусмотренных ГОСТ 31937 и [18] (для объектов СУГ, относящихся к ОПО), а также:

- при отсутствии проектной (рабочей, исполнительной) документации. При этом выполняют обмерочные чертежи;
- при реконструкции;
- при изменении функционального назначения здания;
- при расконсервации.

10.14.3.4 Обследование технического состояния следует проводить и оформлять в соответствии с ГОСТ 31937.

10.14.3.5 Капитальный ремонт зданий и сооружений следует проводить по результатам технического обслуживания или обследования технического состояния.

10.15 Танк-контейнеры

10.15.1 Общие положения

10.15.1.1 При приемке танк-контейнера в организациях, эксплуатирующих объекты СУГ, необходимо выполнить:

- проверку наличия и сохранности пломб;
- расконсервирование танк-контейнера;
- проверку наличия защитных крышек на предохранительном клапане;
- проверку состояния цистерны, каркаса и фитингов;
- проверку наличия и сохранности знаков маркировки, табличек;
- проверку сохранности термометра;
- открытие крышки арматурного отсека;
- проверку состояния вентилей и наличия заглушек на них, манометра;
- проверку наличия эксплуатационной документации;
- закрытие крышки арматурного отсека и предохранительного клапана, опломбирование;
- составление акта о приемке контейнера-цистерны.

10.15.1.2 Первое заполнение танк-контейнера, а также заполнение после его ремонта или освидетельствования следует проводить только после продувки танк-контейнера азотом или парами СУГ до снижения концентрации кислорода в цистерне танк-контейнера до уровня не более 1 %.

10.15.1.3 Операции по сливу/наливу СУГ из танк-контейнера, а также хранению порожнего танк-контейнера должны определяться эксплуатационной документацией предприятия-изготовителя.

10.15.1.4 Не допускается заполнение танк-контейнера СУГ:

- по истечении срока очередного освидетельствования;
- при отсутствии паспорта танк-контейнера;
- при повреждении корпуса или днища цистерны танк-контейнера;
- при избыточном остаточном давлении газа менее 0,05 МПа;
- при неисправности или отсутствии необходимой арматуры;
- при отсутствии на цистерне установленных надписей и клейм, а также соответствующей окраски.

10.15.1.5 Аварийную остановку танк-контейнера следует осуществлять в случаях:

- возрастания давления в цистерне танк-контейнера выше разрешенного и несрабатывания мер, принятых работниками по снижению давления;
- неисправности манометра и невозможности определения давления по другим приборам;
- выхода из строя указателя уровня жидкости;
- обнаружения в цистерне танк-контейнера и элементах, работающих под давлением, неплотностей, выпучин, разрыва прокладок, течи во фланцевых соединениях;
- выявления неисправности предохранительных устройств от повышения давления;
- выявления неисправностей или неполного количества крепежных деталей на люках и фланцевых соединениях;
- возникновения пожара, угрожающего танк-контейнеру, находящемуся под давлением.

10.15.1.6 Результаты технического обслуживания и ремонта танк-контейнера следует заносить в журнал, форма которого приведена в приложении Э.

10.15.2 Техническое обслуживание

10.15.2.1 Техническое обслуживание танк-контейнера следует проводить в соответствии с эксплуатационной документацией предприятия-изготовителя, а также один раз в 6 мес (ТО-4) следует проводить проверку внешним осмотром:

- состояния составных частей танк-контейнера на отсутствие механических и коррозионных повреждений, отсутствие нарушения лакокрасочных покрытий, грязи и обледенения;
- запорной и предохранительной арматуры, СИ, фланцевых и резьбовых соединений с целью выявления утечек СУГ пенообразующим раствором или приборным методом, надежность их креплений;
- контроль показаний манометров;
- контроль показаний уровнемерных устройств.

10.15.2.2 При техническом обслуживании один раз в год (ТО-5) следует проводить:

- работы, предусмотренные 10.15.2.1;
- проверку манометра и термометра в соответствии с технической документацией предприятия-изготовителя.

10.15.3 Техническое освидетельствование

10.15.3.1 В процессе эксплуатации танк-контейнер следует подвергать периодическим и внеочередным освидетельствованиям для определения технического состояния танк-контейнера и его пригодности к дальнейшей эксплуатации в соответствии с [7] и [19].

10.15.3.2 Результаты технического освидетельствования танк-контейнеров должно записывать лицо, проводившее техническое освидетельствование, в паспорт танк-контейнера с указанием разрешенных параметров эксплуатации танк-контейнера и сроков следующего технического освидетельствования.

10.15.4 Ремонт танк-контейнера

10.15.4.1 Ремонт танк-контейнера следует осуществлять в соответствии с графиком производства работ, разработанным эксплуатационной организацией с учетом местных условий эксплуатации и норм обслуживания аналогичного оборудования.

10.15.4.2 Ремонт танк-контейнера следует осуществлять в соответствии с [19].

Работы по ремонту танк-контейнеров должны осуществлять организации, имеющие разрешение (лицензию) органов Российского морского регистра судоходства (Регистра).

10.15.4.3 Ремонт танк-контейнера и его элементов, находящихся под давлением, не допускается. Перед осуществлением ремонтных работ танк-контейнер должен быть дегазирован и продут инертным

газом. Количество дегазации следует определять анализом проб воздуха, отобранного в нижней части цистерны танк-контейнера. Концентрация сжиженных неохлажденных газов пробы после дегазации не должна превышать 20 % НКПР. Разгерметизация танк-контейнера без предварительного снижения в нем давления до атмосферного, а также применение воздуха для дегазации не допускаются.

10.15.4.4 Ремонт с применением сварки танк-контейнера и его элементов, работающих под давлением, следует проводить по технологии, разработанной организацией, осуществляющей ремонт, до начала выполнения ремонтных работ. Результаты ремонта заносят в паспорт танк-контейнера.

10.15.4.5 После проведения испытаний танк-контейнер в сборе с коммуникациями и арматурой следует продуть воздухом и просушить до полного удаления влаги.

11 Газоопасные и огневые работы

11.1 При проведении газоопасных и огневых работ следует выполнять положения раздела 5 и [6].

Наряд-допуск на проведение газоопасных работ следует оформлять по форме, приведенной в приложении 29, и регистрировать в журнале по форме, приведенной в приложении 30. Наряд-допуск на выполнение огневых работ следует оформлять по форме, приведенной в приложении 31, и регистрировать в журнале по форме, приведенной в приложении 32. Допускается оформление и регистрация нарядов-допусков в электронном виде, при этом должна быть исключена возможность несанкционированного изменения информации в наряде-допуске, а также обеспечены условия хранения наряда-допуска в течение установленного срока.

11.2 К газоопасным работам, выполняемым по наряду-допуску, следует относить:

- технологическое присоединение газопроводов сетей газопотребления к резервуарной (групповой баллонной) установке СУГ;
- пуск СУГ в газопроводы, технические устройства и газоиспользующее оборудование при вводе в эксплуатацию после окончания строительства, реконструкции, технического перевооружения, капитального ремонта, расконсервации;
- первичное заполнение резервуаров СУГ при вводе их в эксплуатацию, а также после капитального ремонта, проведения технического освидетельствования, технического диагностирования;
- проведение пусконаладочных работ;
- отключение от действующей сети и продувка газопроводов, консервация или ликвидация, расконсервация элементов технологической системы или системы в целом;
- работы, связанные с разгерметизацией элементов технологической системы;
- удаление закупорок в элементах технологической системы, установка и снятие заглушек на действующих газопроводах, а также отсоединение от газопроводов технических устройств и их отдельных узлов;
- раскопку грунта в местах утечки СУГ до ее устранения;
- подготовку к техническому освидетельствованию и техническому диагностированию резервуаров СУГ;
- демонтаж газопроводов, резервуаров, насосов, компрессоров, испарителей, текущий ремонт, связанный с разборкой арматуры, насосов, компрессоров, испарителей на месте проведения работ;
- все виды ремонта, связанные с выполнением огневых работ на территории объекта;
- проведение электрических испытаний во взрывоопасных зонах.

Работы по устранению утечек СУГ и ликвидации последствий аварий следует проводить без нарядов-допусков до устранения прямой угрозы причинения вреда жизни, здоровью граждан (в том числе обслуживающему персоналу), вреда животным, растениям, окружающей среде, объектам культурного наследия, памятникам истории и культуры народов Российской Федерации, зданиям и сооружениям и выполнять по планам мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий.

11.3 Периодически повторяющиеся газоопасные работы, являющиеся неотъемлемой частью технологического процесса, характеризующиеся аналогичными условиями их проведения, постоянством места и характера работ, определенным составом исполнителей, допускается проводить без оформления наряда-допуска по утвержденным для каждого вида работ производственным инструкциям.

К таким работам следует относить:

- техническое обслуживание резервуарных (групповых баллонных) установок и индивидуальных баллонных установок СУГ, замену в них баллонов;
- технологическое присоединение газопроводов сетей газопотребления к индивидуальной баллонной установке;

- техническое обслуживание запорной арматуры, предохранительных клапанов и проверка параметров их настройки;
- техническое обслуживание технических устройств;
- ремонт, осмотр и проветривание колодцев (без спуска в них);
- ремонтные работы без применения сварки и резки в траншеях, заглублениях и колодцах глубиной менее одного метра;
- слив СУГ из автоцистерн в резервуары, откачку неиспарившихся остатков СУГ из резервуаров, слив неиспарившихся остатков СУГ из баллонов, слив СУГ из переполненных баллонов;
- отбор проб из резервуаров СУГ;
- замену СИ на технических устройствах.

Указанные работы следует регистрировать в журнале учета работ, выполняемых без наряда-допуска, по форме, приведенной в приложении 33. Журнал должен быть прошнурован, скреплен печатью (при наличии), страницы в нем должны быть пронумерованы.

11.4 Работы по пуску СУГ в газопроводы и технические устройства, ремонт с применением сварки и газовой резки, расконсервацию оборудования, проведение пусконаладочных работ, первичное заполнение резервуаров СУГ следует проводить также по специальному плану, утвержденному техническим руководителем организации, эксплуатирующей объект СУГ по форме, приведенной в приложении 34.

В специальном плане работ необходимо:

- указывать последовательность их проведения, расстановку людей, потребность в механизмах, приспособлениях и материалах;
- предусматривать мероприятия, обеспечивающие безопасность проведения каждой газоопасной работы с указанием ответственных лиц за проведение и подготовку работ.

11.5 Место проведения газоопасных работ следует обозначать (ограждать), устанавливать предупредительные знаки «Огнеопасно — газ», «Курить запрещено» и «Въезд запрещен».

11.6 При подготовке к газоопасным и огневым работам следует выполнять комплекс подготовительных мероприятий, предусмотренных в наряде-допуске и соответствующих производственных инструкциях.

11.7 Перед проведением газоопасных и огневых работ ответственное лицо должно проверить наличие и исправность средств индивидуальной защиты, первичных средств пожаротушения, инструментов, приспособлений, обеспечить проведение анализа воздушной среды, провести инструктаж персонала о возможных опасностях, мерах безопасности, правилах оказания первой помощи и действиях в аварийных ситуациях.

11.8 Результаты проверки и испытания средств индивидуальной защиты следует заносить в журнал по форме, приведенной в приложении 35.

11.9 Результаты проверки на загазованность помещений зданий и колодцев при проведении газоопасных работ без нарядов-допусков следует заносить в журнал по форме, приведенной в приложении 36.

11.10 Установку заглушек следует проводить в соответствии со схемами. Снятие заглушек следует осуществлять по разрешению ответственного лица после контрольной опрессовки отключенного участка газопровода.

Учет установок заглушек следует осуществлять по форме, приведенной в приложении 37.

11.11 В местах проведения газоопасных и огневых работ присутствие посторонних лиц не допускается.

11.12 Газоопасные работы должны выполнять не менее двух работников.

11.13 Работы в резервуарах, газовых колодцах, туннелях, коллекторах, а также в траншеях и котлованах глубиной более одного метра, помещениях производственной зоны, а также ремонт с применением резки и сварки должна проводить бригада, состоящая из не менее трех работников под руководством инженерно-технического персонала.

Осмотр, ремонт, проветривание колодцев глубиной менее одного метра, слив неиспарившихся остатков СУГ из резервуаров и баллонов, проведение технического обслуживания газопроводов и технических устройств, наполнение резервуаров СУГ во время эксплуатации разрешается проводить двум работникам.

11.14 Газоопасные и огневые работы следует выполнять в светлое время суток. Допускается проведение газоопасных работ в темное время суток при условии выполнения дополнительных мероприятий по обеспечению безопасного проведения работ, которые должны быть разработаны в производственных инструкциях до начала эксплуатации объекта.

11.15 Допускается нахождение в колодцах не более двух рабочих в страховочной привязи и средствах индивидуальной защиты органов дыхания изолирующего типа. С наветренной стороны должны находиться не менее двух человек на каждого работающего, при этом необходимо вести наблюдение за концами веревок от спасательных поясов работников, находящихся внутри колодца, а также не допускать к месту работ посторонних лиц.

11.16 При выполнении газоопасных работ следует применять светильники во взрывозащищенном исполнении напряжением 12 В.

12 Локализация и ликвидация аварий

12.1 План локализации и ликвидации аварий для сетей газораспределения и сетей газопотребления СУГ следует разрабатывать аналогично положениям ГОСТ 34741 и ГОСТ Р 58095.4 соответственно, а также согласно [20].

Примерный план локализации и ликвидации аварий приведен в приложении 38.

Для ОПО I, II и III классов опасности следует разрабатывать также план мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий с соблюдением положений производственных инструкций, учитывающий особенности технологических операций и особенности объекта.

План мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на ОПО следует разрабатывать в соответствии с [21].

12.2 Ответственным за составление плана мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий, своевременное внесение в него изменений и дополнений, а также его пересмотр не реже одного раза в пять лет должен быть технический руководитель организации, эксплуатирующей ОПО I, II и III классов опасности.

12.3 Тренировочные занятия с персоналом организации, эксплуатирующей ОПО I, II и III классов опасности, следует проводить не реже одного раза в 3 мес в объеме плана мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий. Сведения о проведении тренировочных занятий следует регистрировать в журнале по форме, приведенной в приложении 39.

12.4 Регистрацию аварий и инцидентов необходимо осуществлять в соответствии с [22].

13 Консервация, расконсервация и ликвидация элементов технологических систем объектов сжиженных углеводородных газов

13.1 При проведении работ по консервации, расконсервации и ликвидации элементов технологических систем объектов СУГ следует выполнять положения раздела 5.

13.2 На консервацию или ликвидацию отдельных элементов технологической системы объектов СУГ или ее в целом следует разрабатывать документацию. Для объектов СУГ, являющихся ОПО, должна проводиться экспертиза промышленной безопасности документации на консервацию и ликвидацию.

13.3 При расконсервации технических устройств следует разрабатывать план проведения расконсервации, в котором необходимо предусматривать порядок включения в работу технических устройств технологической системы и проведения сопутствующих работ.

13.4 При выполнении работ по консервации или ликвидации технических устройств вентиляция помещений, в которых они установлены, должна работать постоянно, при этом следует периодически проверять загазованность помещений переносным газоанализатором.

13.5 Отключать элементы технологической системы объектов СУГ должен обслуживающий персонал под руководством мастера соответствующего участка.

13.6 После отключения законсервированные элементы технологической системы объектов СУГ должны быть опломбированы.

13.7 На время консервации следует обеспечивать:

- обслуживание зданий и сооружений, их инженерного оборудования, внутриплощадочных инженерных сетей с целью сохранения их работоспособности;
- организацию службы охраны.

13.8 При консервации или ликвидации резервуаров необходимо выполнить:

- освобождение резервуаров от СУГ, неиспарившихся остатков;
- дегазацию резервуаров водой, водяным паром или азотом;
- отсоединение резервуаров от газопроводов паровой и жидкой фаз СУГ;

- установку заглушек на газопроводы.

13.9 При проведении работ по консервации или ликвидации отдельных надземных резервуаров группы кроме них необходимо освободить от СУГ на время выполнения работ смежные резервуары.

13.10 Консервацию или ликвидацию подземных резервуаров СУГ после освобождения их от грунта следует проводить так же, как и надземных резервуаров.

13.11 Демонтаж резервуаров следует проводить в соответствии с проектом производства работ.

13.12 Перед расконсервацией технических устройств следует выполнять проверку работоспособности, диагностирование резервуаров при консервации на срок более четырех лет, техническое освидетельствование резервуаров — при консервации на срок менее четырех лет. При консервации подземные конструкции не должны быть отключены от средств ЭХЗ. При положительных результатах проверок следует выполнять работы, предусмотренные 8.6—8.15.

13.13 По результатам консервации и/или ликвидации, расконсервации элементов технологических систем объектов СУГ следует составлять акты по формам, приведенным в приложениях 40 и 41.

14 Защита от несанкционированного вмешательства

Для исключения несанкционированного вмешательства в ход производственных процессов и противодействия террористическим проявлениям на объекте следует обеспечивать выполнение следующих мероприятий:

- контроль технического состояния ограждения территории ГНС, ГНП, резервуарных установок, разделительного ограждения производственной и вспомогательной зон ГНС, ГНП и ворот (шлагбаумов) в местах проезда автотранспорта и прохода людей при осуществлении технического обслуживания;
- контроль технического состояния шкафов групповых баллонных установок и проверка надежности запоров на шкафах;
- недопущение нахождения посторонних лиц в производственных зонах ГНС, ГНП, а также у элементов технологических систем на АГЗС, за исключением водителя заправляемого автотранспортного средства;
- обеспечение освещения объекта в темное время суток;
- обеспечение функционирования систем видеонаблюдения ГНС, ГНП, АГЗС;
- наличие постоянной охраны на ГНС, ГНП, АГЗС;
- обеспечение мер защиты против повреждения автотранспортом резервуаров, наполнительных и заправочных колонок и других наружных установок, газопроводов и их опор.

Приложение А
(рекомендуемое)

Журнал приема-сдачи смен

Наименование объекта, адрес_____

Срок хранения:
постоянно

Журнал приема-сдачи смен

Начат «____»_____20___г.

Окончен «____»_____20___г.

Количество листов_____

Дата (число, месяц, год)	Смена, ч (от — до)	Дежурный электрик (инициалы, фамилия)	Дежурный слесарь (инициалы, фамилия)	Сменный мастер (инициалы, фамилия)	Состояние оборудования		Подписи о сдаче и приеме смены сменными мастерами с указанием инициалов, фамилии	Замечания сменного мастера или ответственного за эксплуатацию объекта
					обнаруженные неисправности	принятые меры по устранению обнаруженных неисправностей		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Примечание — При передаче смен осуществляется передача ключей от помещений объекта.								

Приложение Б
(рекомендуемое)

Технический паспорт газонаполнительной станции

Срок хранения:
постоянно

Технический паспорт газонаполнительной станции
на 20____ г.

УТВЕРЖДАЮ
Технический руководитель ГНС
_____/_____
личная подпись инициалы, фамилия
«___»_____20___г.
М.П.

Адрес, телефон, факс ГНС _____

Наименование владельца, адрес, телефон, факс _____

Год ввода в эксплуатацию_____

Наименование проектной организации _____

Сведения о проектной (рабочей) документации строительства ГНС (№ договора, год разработки) _____

Сведения о проектной (рабочей) документации реконструкции, консервации
(нужное подчеркнуть)

(№ договора, год разработки)_____

Наименование проектной организации, выполнившей проектную (рабочую) документацию реконструкции, консервации_____
(нужное подчеркнуть)

Объем работ по реконструкции, консервации_____
(нужное подчеркнуть) (перечислить)

_____

Год ввода в эксплуатацию объектов реконструкции и проведения консервации_____

Наименование поставщиков СУГ _____

Способ доставки СУГ _____

Класс опасности ОПО _____

Таблица Б.1 — Основные показатели ГНС

Наименование показателей, характеризующих объект	Единица измерения	Количество	Год выпуска, строительства или монтажа	Примечание
1 Общие сведения 1.1 Годовая производительность по первоначальному рабочему проекту	тыс. т			
1.2 Годовая производительность по рабочим проектам реконструкции, консервации (нужное подчеркнуть)	тыс. т			
1.3 Годовая фактическая производительность	тыс. т			
1.4 Первоначальная сметная стоимость строительства	млн. руб.			

Продолжение таблицы Б.1

Наименование показателей, характеризующих объект	Единица измерения	Количество	Год выпуска, строительства или монтажа	Примечание
1.5 То же, при реконструкции, консервации	млн. руб.			
1.6 Балансовая стоимость	млн. руб.			
1.7 Сменность работы	количество смен			
1.8 ИТР	чел.			
1.9 Рабочий персонал	чел.			
2 Поступление и реализация СУГ				
2.1 Объекты, на которые доставляется СУГ:				
- газонаполнительные пункты	шт.			
- автогазозаправочные станции	шт.			
- промежуточный склад баллонов	шт.			
- резервуарные установки	шт.			
2.2 СУГ, отпускаемые в автоцистернах в год	тыс. т			
2.3 СУГ, отпускаемые в бытовых баллонах в год	тыс. т			
2.4 СУГ, отпускаемые для заправки собственных газобаллонных автомобилей в год	тыс. т			
2.5 Максимальный суточный отпуск СУГ в бытовых баллонах, в том числе транспортом потребителей СУГ	т			
2.6 Обменный фонд бытовых баллонов:				
- вместимостью 50 л	шт.			
- вместимостью 27 л	шт.			
- вместимостью 12 л	шт.			
- вместимостью 5 л	шт.			
- прочие[1]	шт.			
3 Сведения о генплане				
3.1 Площадь земельного участка,	$м^2$			
3.2 В том числе производственной зоны	$м^2$			
3.3 Противопожарная полоса вокруг ГНС	$м^2$			
3.4 Железнодорожный путь	м			
3.5 Железнодорожные весы (тип, марка, год выпуска)	шт.			
3.6 Автодороги (материал покрытия)	м			
3.7 Автовесы (тип, марка, год выпуска)	шт.			
3.8 Тротуары (материал покрытия)	$м^2$			
3.9 Ограждение	м			
4 Транспортные средства				
4.1 Автомобили типа «Клетка» (марки)	шт.			

Продолжение таблицы Б.1

Наименование показателей, характеризующих объект	Единица измерения	Количество	Год выпуска, строительства или монтажа	Примечание
4.2 Автоцистерны (марки)	шт.			
4.3 Бортовые автомобили (марки)	шт.			
4.4 Тракторы (марки)	шт.			
4.5 Места для автомобилей в гараже (моторное топливо/СУГ)	шт./шт.			
4.6 Места для автомобилей на открытой стоянке (моторное топливо/СУГ)	шт./шт.			
4.7 Автомобили, переведенные на СУГ	шт./шт.			
5 Сливоналивные устройства 5.1 Сливные посты на железнодорожной эстакаде	шт.			
5.2 Колонки (посты) для наполнения автоцистерн (тип, марка, год выпуска)	шт.			
5.3 Колонки для заправки баллонов газобаллонных автомобилей (тип, марка, год выпуска)	шт.			
6 База хранения 6.1 Резервуары для хранения СУГ (тип, вместимость, год выпуска)	шт.			
6.2 Способ установки резервуаров (надземный, подземный, обсыпной)	шт.			
6.3 Общая вместимость резервуаров базы хранения	$м^3$			
6.4 Время запаса СУГ	дней			
6.5 Предохранительные клапаны (тип, марка, год установки)	шт.			
6.6 Уровнемерные устройства (тип, марка, год установки)	шт.			
6.7 Манометры (тип, марка, год установки)	шт.			
6.8 Резервуары для слива неиспарившихся остатков СУГ (тип, вместимость, год выпуска, способ установки)	шт.			
7 Насосно-компрессорное отделение 7.1 Объем помещения (внутренний)	$м^3$			
7.2 Площадь помещения	$м^3$			
7.3 Компрессоры (тип, марка, год выпуска)	шт.			
7.4 Насосы (тип, марка, год выпуска)	шт.			
7.5 Испарители (тип, марка, год выпуска)	шт.			
7.6 Давление паровой фазы СУГ для перемещения жидкой фазы СУГ в технологической системе	МПа			
8 Наполнительное отделение 8.1 Объем помещения (внутренний)	$м^3$			
8.2 Площадь помещения	$м^3$			

Продолжение таблицы Б.1

Наименование показателей, характеризующих объект	Единица измерения	Количество	Год выпуска, строительства или монтажа	Примечание
8.3 Площадь погрузочно-разгрузочной площадки	$м^3$			
8.4 Транспортеры (тип, марка, год выпуска)	шт.			
8.5 Установки для наполнения бытовых баллонов (тип, марка, год выпуска)	шт.			
8.6 Бытовые баллоны, поступающие для наполнения, в год: - вместимостью 50 л - вместимостью 27 л - вместимостью 12 л - вместимостью 5 л - прочие[2]	 шт. шт. шт. шт. шт.			
8.7 Карусельные установки для наполнения бытовых баллонов вместимостью 50 и 27 л (тип, марка, год выпуска)	шт.			
8.8 То же, для бытовых баллонов вместимостью 5 л	шт.			
8.9 Посты для наполнения бытовых баллонов вместимостью 50 и 27 л (тип, марка, год выпуска)	шт.			
8.10 То же, для бытовых баллонов вместимостью 12 л	шт.			
8.11 То же, для бытовых баллонов вместимостью 5 л (тип, марка, год выпуска)	шт.			
8.12 То же, для прочих[3] баллонов	шт.			
8.13 Весы для контрольного взвешивания баллонов (тип, марка, год выпуска)	шт.			
8.14 Автоматические установки для контроля герметичности вентилей бытовых баллонов (тип, марка, год выпуска)	шт.			
9 Сливное отделение 9.1 Объем помещения	 $м^3$			
9.2 Площадь помещения	$м^2$			
9.3 Транспортер (тип, марка, длина, год выпуска)	шт.			
9.4 Установки для слива СУГ из бытовых баллонов вместимостью 50 л (тип, марка, год выпуска)	шт.			
9.5 То же, для бытовых баллонов вместимостью 27 л	шт.			
9.6 То же, для бытовых баллонов вместимостью 12 л	шт.			
9.7 То же, для бытовых баллонов вместимостью 5 л	шт.			
9.8 То же, для прочих[4] баллонов	шт.			
9.10 Бытовые баллоны, поступающие для слива, в год: - вместимостью 50 л - вместимостью 27 л - вместимостью 12 л - вместимостью 5 л	 шт. шт. шт. шт.			

Продолжение таблицы Б.1

Наименование показателей, характеризующих объект	Единица измерения	Количество	Год выпуска, строительства или монтажа	Примечание
- прочие[5]	шт.			
10 Отделение пропарки бытовых баллонов 10.1 Объем помещения (внутренний)	$м^3$			
10.2 Площадь помещения	$м^2$			
10.3 Теплоноситель для пропарки (промывки) бытовых баллонов (водяной пар, вода) — нужное подчеркнуть (параметры)	—			
10.4 Установки для пропарки бытовых баллонов вместимостью 50 л (тип, марка, год выпуска)	шт.			
10.8 То же, для прочих[6] баллонов	шт.			
10.9 Бытовые баллоны, поступающие для пропарки, в год: - вместимостью 50 л - вместимостью 27 л - вместимостью 12 л - вместимостью 5 л - прочие[7]	 шт. шт. шт. шт. шт.			
11 Отделение освидетельствования бытовых баллонов 11.1 Объем помещения (внутренний)	$м^3$			
11.2 Площадь помещения	$м^2$			
11.3 Стенды для гидравлического испытания баллонов вместимостью 50 л (тип, марка, год выпуска)	шт.			
11.4 То же, для бытовых баллонов вместимостью 27 л	шт.			
11.5 То же, для бытовых баллонов вместимостью 12 л	шт.			
11.6 То же, для бытовых баллонов вместимостью 5 л	шт.			
11.7 То же, для прочих[8] баллонов	шт.			
11.8 Бытовые баллоны, поступающие на освидетельствование, в год: - вместимостью 50 л - вместимостью 27 л - вместимостью 12 л - вместимостью 5 л - прочие[9]	 шт. шт. шт. шт. шт.			
12 Отделение окраски 12.1 Объем помещения (внутренний)	$м^3$			
12.2 Площадь помещения	$м^2$			
12.3 Применяемый краситель (марка, ГОСТ)	—			
12.4 Способ окраски (ручной, в камере)	—			

Продолжение таблицы Б.1

Наименование показателей, характеризующих объект	Единица измерения	Количество	Год выпуска, строительства или монтажа	Примечание
12.5 Окрасочные камеры (тип, марка, год выпуска)	шт.			
12.6 Способ сушки (естественный, в камере)	—			
12.7 Сушильные камеры (тип, марка, год выпуска)	шт.			
12.8 Конвейеры (тип, марка, год выпуска)	м			
13 Воздушная компрессорная 13.1 Объем помещения (внутренний)	$м^3$			
13.2 Площадь помещения	$м^2$			
13.3 Воздушные компрессоры (тип, марка, год изготовления, основные характеристики)	шт.			
14 Устройства автоматизации и блокировки 14.1 Защитные блокировки[10]: - насосов; - компрессоров; - испарителей; - резервуаров СУГ; - противопожарных резервуаров; - калориферов; - наполнительных установок; - вентиляционных установок	—			
14.2 Сигнализаторы загазованности (тип, марка, год выпуска, место установки)	шт.			
14.3 Пожарные извещатели (тип, марка, год выпуска, место установки)	шт.			
14.4 Система видеонаблюдения (тип, марка, год выпуска, место установки)	шт.			
14.5 АСУ ТП[11]	—			
14.6 Системы автоматического пожаротушения (тип, марка, год выпуска, место установки)	шт.			
15 Электрооборудование. Молниезащита. Связь 15.1 Установленная мощность электродвигателей	кВт			
15.2 Годовой расход электроэнергии	МВт·ч/год			
15.3 Электродвигатели технических устройств (насосов, компрессоров) (тип, марка, установленная мощность, год выпуска)	шт.			
15.4 Электродвигатели вентиляционного оборудования (тип, марка, установленная мощность, год выпуска)	шт.			
15.5 Прочие электродвигатели	шт.			
15.6 Электроприводы запорной арматуры (марка, тип, год выпуска)	шт.			
15.7 Трансформаторная подстанция (тип, марка, мощность, напряжение, год выпуска)	шт.			

Продолжение таблицы Б.1

Наименование показателей, характеризующих объект	Единица измерения	Количество	Год выпуска, строительства или монтажа	Примечание
15.8 Второй источник электроснабжения (наименование, тип, марка, мощность, напряжение, год выпуска)	шт.			
15.9 Установка электрохимической защиты от коррозии (тип, марка, год изготовления и объект защиты): - катодная - протекторная	 шт. шт.			
15.10 Молниеприемники (высота)	шт.			
15.11 Диспетчерская связь (тип, марка, место установки)	шт.			
16 Теплоснабжение и вентиляция 16.1 Источник теплоснабжения (централизованное теплоснабжение, котельная, электроснабжение)	—			
16.2 Расход теплоносителя (вид, параметры): - горячая вода (температура, °С) - пар (давление, МПа)	 $м^3$/ч т/ч			
16.3 Расход топлива, используемого в котельной (вид, характеристики)	$м^3$/ч (т/ч)			
16.4 Котлы (тип, марка, год выпуска, мощность)	шт.			
16.5 Приточные вентиляционные системы (номера систем и обслуживаемые помещения)	шт.			
16.6 Вентиляторы (номер, тип, год выпуска)	шт.			
16.7 Вытяжные вентиляционные системы (номера систем и обслуживаемые помещения)	шт.			
16.8 Вентиляторы (номер, тип, марка, год выпуска)	шт.			
17 Водоснабжение и канализация 17.1 Источник водоснабжения (водопроводная сеть, водоем)	—			
17.2 Расход воды: - противопожарный водопровод - хозяйственно-питьевой водопровод - производственный водопровод	 л/с $м^3$/сут $м^3$/сут			
17.3 Расход воды на другие нужды (внутренние и наружные)	$м^3$/сут			
17.4 Водонапорная башня (высота)	$м^3$			
17.5 Противопожарные резервуары (тип, вместимость)	шт.			
17.6 Пожарные гидранты (марка, год выпуска)	шт.			
17.7 Стационарные системы автоматического пожаротушения (тип, марка, место установки)	шт.			

Продолжение таблицы Б.1

Наименование показателей, характеризующих объект	Единица измерения	Количество	Год выпуска, строительства или монтажа	Примечание
17.8 Лафетные стволы (тип, марка, год выпуска, производительность)	шт.			
17.9 Насосы водяные (тип, марка, год выпуска)	шт.			
17.10 Установки для очистки канализационных стоков (тип, марка, год выпуска, производительность)	шт.			
17.11 Канализационные насосные станции (тип, марка, производительность)	шт.			
18 Сжатый воздух 18.1 Расход сжатого воздуха (давление)	$м^3/ч$			
19 Внутриплощадочные сети инженерно-технического обеспечения 19.1 Газопровод	м			
19.2 Водопровод (материал труб): - противопожарный - хозяйственно-питьевой - производственный	м м м			
19.3 Канализация (материал труб)	м			
19.4 Теплотрасса	м			
19.5 Кабели силовые	м			
19.6 Кабели слаботочные	м			
20 Внеплощадочные сети инженерно-технического обеспечения и сооружения 20.1 Подъездной железнодорожный путь	м			
20.2 Подъездная автодорога	м			
20.3 Линия электропередачи (напряжение)	м			
20.4 Слаботочные сети (напряжение)	м			
20.5 Водопровод (напор, диаметр, материал труб)	м			
20.6 Канализация (диаметр, материал труб)	м			
20.7 Теплотрасса (диаметр, материал труб, способ прокладки)	м			
21 Первичные средства пожаротушения 21.1 Пожарный щит (марка)	шт.			
21.2 Передвижные огнетушители (марка)	шт.			

[1] При наличии бытовых баллонов вместимостью, отличной от 5, 12, 27 или 50 л, в графе «прочие» указывается вместимость баллона, а в столбце «Примечание» — материал и другие особенности баллонов.

[2] При наличии бытовых баллонов вместимостью, отличной от 5, 12, 27 или 50 л, в графе «прочие» указывается вместимость баллона, а в столбце «Примечание» — материал и другие особенности баллонов.

Окончание таблицы Б.1

[3] При наличии карусельных установок для наполнения бытовых баллонов вместимостью, отличной от 5, 12, 27 или 50 л, в графе вместо слова «прочих» указывается вместимость баллона, а в столбце «Примечание» — материал и другие особенности баллонов.

[4] При наличии установок для слива СУГ бытовых баллонов вместимостью, отличной от 5, 12, 27 или 50 л, в графе вместо слова «прочих» указывается вместимость баллона, а в «Примечание» — материал и другие особенности баллонов.

[5] При наличии бытовых баллонов вместимостью, отличной от 5, 12, 27 или 50 л, в графе «прочие» указывается вместимость баллона, а в столбце «Примечание» — материал и другие особенности баллонов.

[6] При наличии установок для пропарки бытовых баллонов вместимостью, отличной от 5, 12, 27 или 50 л, в графе вместо слова «прочих» указывается вместимость баллона, а в столбце «Примечание» — материал и другие особенности баллонов.

[7] При наличии бытовых баллонов вместимостью, отличной от 5, 12, 27 или 50 л, в графе «прочие» указывается вместимость баллона, а в столбце «Примечание» — материал и другие особенности баллонов.

[8] При наличии стендов для гидравлического испытания бытовых баллонов вместимостью, отличной от 5, 12, 27 или 50 л, в графе вместо слова «прочих» указывается вместимость баллона, а в столбце «Примечание» — материал и другие особенности баллонов.

[9] При наличии бытовых баллонов вместимостью, отличной от 5, 12, 27 или 50 л, в графе «прочие» указывается вместимость баллона, а в столбце «Примечание» — материал и другие особенности баллонов.

[10] При наличии ставится знак «+», при отсутствии — знак «–» в графе «Год выпуска, строительства или монтажа».

[11] При наличии указывается тип, марка, при отсутствии — знак «–» в графе «Год выпуска, строительства или монтажа».

Перечень вспомогательных зданий и сооружений:
- блок вспомогательных помещений (административно-бытовой корпус);
- гаражи;
- мастерские;
- котельная;
- водонапорная башня;
- прочее.

(нужное подчеркнуть)

Приложение 1 (обязательное) Ситуационный план со схемой расположения объекта и его охранных зон в масштабе 1:2000, 1:5000

Приложение 2 (обязательное) Разбивочный план в масштабе 1:1000 или 1:500 с экспликацией

Приложение 3 (обязательное) Технологическая принципиальная схема

Примечания

1 При наличии нескольких зданий на территории объекта перечень показателей приводится для каждого здания отдельно.

2 При отсутствии на территории объекта приведенных в паспорте зданий, сооружений, технических устройств в паспорте ставится прочерк.

3 При наличии зданий и сооружений, не приведенных в данной форме эксплуатационной документации, для них следует привести данные, как для аналогичных зданий и сооружений.

4 Технический паспорт должен быть включен в состав эксплуатационной документации.

Составил _____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

Проверил _____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

Приложение В
(рекомендуемое)

Технический паспорт газонаполнительного пункта

Срок хранения:
постоянно

Технический паспорт газонаполнительного пункта
на 20___г.

УТВЕРЖДАЮ
Технический руководитель ГНП
_____/_____
личная подпись инициалы, фамилия
«___»_____20___г.
М.П.

Адрес, телефон, факс ГНП _____

Наименование владельца, адрес, телефон, факс _____

Год ввода в эксплуатацию_____

Наименование проектной организации _____

Сведения о проектной (рабочей) документации строительства ГНП (№ договора, год разработки) _____

Сведения о проектной (рабочей) документации реконструкции, консервации
(нужное подчеркнуть)

(№ договора, год разработки)_____

Наименование проектной организации, выполнившей проектную (рабочую) документацию реконструкции, консервации_____
(нужное подчеркнуть)

Объем работ по реконструкции, консервации_____
(нужное подчеркнуть) (перечислить)

_____

Год ввода в эксплуатацию объектов реконструкции и проведения консервации_____

Наименование поставщиков СУГ _____

Способ доставки СУГ _____

Класс опасности ОПО _____

Таблица В.1 — Основные показатели ГНП

Наименование показателей, характеризующих объект	Единица измерения	Количество	Год выпуска, строительства или монтажа	Примечание
1 Общие сведения				
1.1 Годовая производительность по первоначальному рабочему проекту	тыс. т			
1.2 Годовая производительность по рабочим проектам реконструкции, консервации (нужное подчеркнуть)	тыс. т			
1.3 Годовая фактическая производительность	тыс. т			

Продолжение таблицы В.1

Наименование показателей, характеризующих объект	Единица измерения	Количество	Год выпуска, строительства или монтажа	Примечание
1.4 Первоначальная сметная стоимость строительства	млн руб.			
1.5 То же, при реконструкции, консервации	млн руб.			
1.6 Балансовая стоимость	млн руб.			
1.7 Сменность работы	количество смен			
1.8 ИТР	чел.			
1.9 Рабочий персонал	чел.			
2 Поступление и реализация СУГ				
2.1 Объекты, на которые доставляется СУГ:				
- автогазозаправочные станции	шт.			
- пункты обмена баллонов	шт.			
- резервуарные установки	шт.			
2.2 СУГ, отпускаемые в автоцистернах в год	тыс. т			
2.3 СУГ, отпускаемые в бытовых баллонах, в год	тыс. т			
2.4 СУГ, отпускаемые для заправки собственных газобаллонных автомобилей, в год	тыс. т			
2.5 Максимальный суточный отпуск СУГ в бытовых баллонах, в том числе транспортом потребителей СУГ	т			
2.6 Обменный фонд бытовых баллонов:				
- вместимостью 50 л	шт.			
- вместимостью 27 л	шт.			
- вместимостью 12 л	шт.			
- вместимостью 5 л	шт.			
- прочие[1]	шт.			
3 Сведения о генплане				
3.1 Площадь земельного участка	$м^2$			
3.2 В том числе производственной зоны	$м^2$			
3.3 Противопожарная полоса вокруг ГНП	$м^2$			
3.4 Автодороги (материал покрытия)	$м^2$			
3.5 Автовесы (тип, марка, год выпуска)	шт.			
3.6 Тротуары (материал покрытия)	$м^2$			
3.7 Ограждение	м			
4 Транспортные средства				
4.1 Автомобили типа «Клетка» (марки)	шт.			
4.2 Автоцистерны (марки)	шт.			

Продолжение таблицы В.1

Наименование показателей, характеризующих объект	Единица измерения	Количество	Год выпуска, строительства или монтажа	Примечание
4.3 Бортовые автомобили (марки)	шт.			
4.4 Тракторы (марки)	шт.			
4.5 Места для автомобилей в гараже (моторное топливо/СУГ)	шт./шт.			
4.6 Места для автомобилей на открытой стоянке (моторное топливо/СУГ)	шт./шт.			
4.7 Автомобили, переведенные на СУГ	шт.			
5 Сливоналивные устройства 5.1 Колонки (посты) для наполнения автоцистерн (тип, марка, год выпуска)	шт.			
5.2 Колонки для заправки баллонов газобаллонных автомобилей (тип, марка, год выпуска)	шт.			
6 База хранения 6.1 Резервуары для хранения СУГ (тип, вместимость, год выпуска)	шт.			
6.2 Способ установки резервуаров (надземный, подземный, обсыпной)	шт./шт./шт.			
6.3 Общая вместимость резервуаров базы хранения	$м^3$			
6.4 Время запаса СУГ	дней			
6.5 Предохранительные клапаны (тип, марка, год выпуска)	шт.			
6.6 Уровнемерные устройства (тип, марка, год выпуска)	шт.			
6.7 Манометры (тип, марка, год выпуска)	шт.			
6.8 Резервуары для слива неиспарившихся остатков СУГ (тип, вместимость, год выпуска, способ установки)	шт.			
7 Насосно-компрессорное отделение 7.1 Объем помещения (внутренний)	$м^3$			
7.2 Площадь помещения	$м^2$			
7.3 Компрессоры (тип, марка, год выпуска)	шт.			
7.4 Насосы (тип, марка, год выпуска)	шт.			
7.5 Испарители (тип, марка, год выпуска)	шт.			
7.6 Давление паровой фазы СУГ для перемещения жидкой фазы СУГ в технологической системе	МПа			
8 Наполнительное отделение 8.1 Объем помещения (внутренний)	$м^3$			
8.2 Площадь помещения	$м^2$			
8.3 Площадь погрузочно-разгрузочной площадки	$м^2$			
8.4 Транспортер (тип, марка, длина, год выпуска)	шт.			

Продолжение таблицы В.1

Наименование показателей, характеризующих объект	Единица измерения	Количество	Год выпуска, строительства или монтажа	Примечание
8.5 Установки для наполнения бытовых баллонов (тип, марка, год выпуска)	шт.			
8.6 Бытовые баллоны, поступающие для наполнения, в год:				
- вместимостью 50 л	шт.			
- вместимостью 27 л	шт.			
- вместимостью 12 л	шт.			
- вместимостью 5 л	шт.			
- прочие[2]	шт.			
8.7 Карусельные установки для наполнения бытовых баллонов вместимостью 50 и 27 л (тип, марка, год выпуска)	шт.			
8.8 То же, для бытовых баллонов вместимостью 12 л	шт.			
8.9 То же, для бытовых баллонов вместимостью 5 л	шт.			
8.10 То же, для прочих[3] бытовых баллонов	шт.			
8.11 Весы для контрольного взвешивания баллонов (тип, марка, год выпуска)	шт.			
8.12 Автоматические установки для контроля герметичности вентилей бытовых баллонов (тип, марка, год выпуска)	шт.			
9 Сливное отделение				
9.1 Объем помещения	$м^3$			
9.2 Площадь помещения	$м^2$			
9.3 Транспортеры (тип, марка, длина, год выпуска)	шт.			
9.4 Установки для слива СУГ из бытовых баллонов вместимостью 50 л (тип, марка, год выпуска)	шт.			
9.5 То же, для бытовых баллонов вместимостью 27 л	шт.			
9.6 То же, для бытовых баллонов вместимостью 12 л	шт.			
9.7 То же, для бытовых баллонов вместимостью 5 л	шт.			
9.8 То же, для прочих[4] бытовых баллонов	шт.			
9.9 Бытовые баллоны, поступающие для слива, в год:				
- вместимостью 50 л	шт.			
- вместимостью 27 л	шт.			
- вместимостью 12 л	шт.			
- вместимостью 5 л	шт.			
- прочие[5]	шт.			
10 Отделение пропарки бытовых баллонов				
10.1 Объем помещения (внутренний)	$м^3$			

Продолжение таблицы В.1

Наименование показателей, характеризующих объект	Единица измерения	Количество	Год выпуска, строительства или монтажа	Примечание
10.2 Площадь помещения	$м^2$			
10.3 Теплоноситель для пропарки (промывки) бытовых баллонов (водяной пар, вода) (нужное подчеркнуть) (параметры)	—			
10.4 Установки для пропарки бытовых баллонов (тип, марка, год выпуска)	шт.			
10.5 Бытовые баллоны, поступающие для пропарки, в год:				
- вместимостью 50 л	шт.			
- вместимостью 27 л	шт.			
- вместимостью 12 л	шт.			
- вместимостью 5 л	шт.			
- прочие[6]	шт.			
11 Отделение освидетельствования бытовых баллонов				
11.1 Объем помещения (внутренний)	$м^3$			
11.2 Площадь помещения	$м^2$			
11.3 Стенды для гидравлического испытания баллонов вместимостью 50 л (тип, марка, год выпуска)	шт.			
11.4 То же, для баллонов вместимостью 27 л	шт.			
11.5 То же, для баллонов вместимостью 12 л	шт.			
11.6 То же, для баллонов вместимостью 5 л	шт.			
11.7 То же, для прочих[7] баллонов	шт.			
11.8 Бытовые баллоны, поступающие на освидетельствование, в год:				
- вместимостью 50 л	шт.			
- вместимостью 27 л	шт.			
- вместимостью 12 л	шт.			
- вместимостью 5 л	шт.			
- прочие[8]	шт.			
12 Окрасочное отделение				
12.1 Объем помещения (внутренний)	$м^3$			
12.2 Площадь помещения	$м^2$			
12.3 Применяемый краситель (марка, ГОСТ)	—			
12.4 Способ окраски (ручной, в камере)	—			
12.5 Окрасочные камеры (тип, марка, год выпуска)	шт.			
12.6 Способ сушки (естественный, в камере)	—			
12.7 Сушильные камеры (тип, марка, год выпуска)	шт.			

Продолжение таблицы В.1

Наименование показателей, характеризующих объект	Единица измерения	Количество	Год выпуска, строительства или монтажа	Примечание
12.8 Конвейеры (тип, марка, год выпуска) 13 Воздушная компрессорная 13.1 Объем помещения (внутренний)	м $м^3$			
13.2 Площадь помещения	$м^2$			
13.3 Воздушные компрессоры (тип, марка, год изготовления, основные характеристики)	шт.			
14 Устройства автоматизации и блокировки 14.1 Защитные блокировки[9]: - насосов - компрессоров - испарителей - резервуаров СУГ - противопожарных резервуаров - калориферов - вентиляционных установок	—			
14.2 Сигнализаторы загазованности (тип, марка, год выпуска, место установки)	шт.			
14.3 Пожарные извещатели (тип, марка, год выпуска, место установки)	шт.			
14.4 Система видеонаблюдения (тип, марка, год выпуска, место установки)	шт.			
14.5 АСУ ТП[10]	—			
14.6 Системы автоматического пожаротушения (тип, марка, год выпуска, место установки)	шт.			
15 Электрооборудование. Молниезащита. Связь 15.1 Установленная мощность электродвигателей	кВт			
15.2 Годовой расход электроэнергии	МВт·ч/год			
15.3 Электродвигатели технических устройств (насосов, компрессоров) (тип, марка, установленная мощность, год выпуска)	шт.			
15.4 Электродвигатели вентиляционного оборудования (тип, марка, установленная мощность, год выпуска)	шт.			
15.5 Прочие электродвигатели	шт.			
15.6 Электроприводы запорной арматуры (марка, тип, год выпуска)	шт.			
15.7 Трансформаторная подстанция (тип, марка, мощность, напряжение, год выпуска)	кВт			
15.8 Второй источник электроснабжения (штук, наименование, тип, марка, напряжение, год выпуска)	кВт			

Продолжение таблицы В.1

Наименование показателей, характеризующих объект	Единица измерения	Количество	Год выпуска, строительства или монтажа	Примечание
15.9 Установка электрохимической защиты от коррозии (тип, марка, год выпуска и объект защиты):				
- катодная	шт.			
- протекторная	шт.			
15.10 Молниеприемники (высота)	шт.			
15.11 Диспетчерская связь (тип, марка, место установки)	шт.			
16 Теплоснабжение и вентиляция				
16.1 Источник теплоснабжения (от централизованных тепловых сетей, от собственной котельной, от электросетей)	—			
16.2 Теплоноситель (вид, параметры):				
- горячая вода, °С	$м^3/ч$			
- пар, МПа	т/ч			
16.3 Топливо, используемое в котельной (вид)	$м^3/ч$ (т/ч)			
16.4 Котлы (тип, марка, год выпуска, мощность)	шт.			
16.5 Приточные вентиляционные системы (номера систем и обслуживаемые помещения)	шт.			
16.6 Вентиляторы (номер, тип, год выпуска)	шт.			
16.7 Вытяжные вентиляционные системы (номера систем и обслуживаемые помещения)	шт.			
16.8 Вентиляторы (номер, тип, марка, год выпуска)	шт.			
17 Водоснабжение и канализация				
17.1 Источник водоснабжения (внеплощадочный водопровод, водоем, артскважина, водонапорная башня)	—			
17.2 Расход воды:				
- противопожарный водопровод	л/с			
- хозяйственно-питьевой водопровод	$м^3/сут$			
- производственный водопровод	$м^3/сут$			
17.3 Вода на другие нужды (внутренние и наружные)	$м^3/сут$			
17.4 Противопожарные резервуары (тип, вместимость)	шт.			
17.5 Водонапорная башня (высота)	$м^3$			
17.6 Пожарные гидранты (марка, год выпуска)	шт.			
17.7 Стационарные системы автоматического пожаротушения (тип, марка, место установки)	шт.			
17.8 Лафетные стволы (тип, марка, год выпуска, напор, производительность)	шт.			
17.9 Насосы водяные (тип, марка, год выпуска)	шт.			

Продолжение таблицы В.1

Наименование показателей, характеризующих объект	Единица измерения	Количество	Год выпуска, строительства или монтажа	Примечание
17.10 Канализационные насосные станции (тип, марка, производительность)	шт.			
17.11 Установки для очистки канализационных стоков (тип, марка, год выпуска, производительность)	шт.			
18 Сжатый воздух 18.1 Расход сжатого воздуха (давление)	$м^3/ч$			
19 Внутриплощадочные сети инженерно-технического обеспечения 19.1 Газопровод	м			
19.2 Водопровод (материал труб): - противопожарный - хозяйственно-питьевой - производственный	 м м м			
19.3 Канализация (материал труб)	м			
19.4 Кабели силовые	м			
19.5 Кабели слаботочные	м			
20 Внеплощадочные сети инженерно-технического обеспечения и сооружения 20.1 Подъездная автодорога	м			
20.2 Линия электропередачи, кВт	м			
20.3 Слаботочные сети, кВт	м			
20.4 Водопровод (напор, диаметр, материал труб)	м			
20.5 Канализация (диаметр, материал труб)	м			
20.6 Первичные средства пожаротушения: - пожарный щит (марка) - огнетушители (марка)	 шт. шт.			
20.7 Теплотрасса (диаметр, материал труб, способ прокладки)	м			
20.8 Передвижной огнетушитель (марка)	шт.			

[1] При наличии бытовых баллонов вместимостью, отличной от 5, 12, 27 или 50 л, в графе «прочие» указывается вместимость каждого баллона, а в столбце «Примечание» — материал и другие особенности баллонов.

[2] При наличии бытовых баллонов вместимостью, отличной от 5, 12, 27 или 50 л, в графе «прочие» указывается вместимость баллона, а в столбце «Примечание» — материал и другие особенности баллонов.

[3] При наличии карусельных установок для наполнения бытовых баллонов вместимостью, отличной от 5, 12, 27 или 50 л, в графе вместо слова «прочих» указывается вместимость баллона, а в «Примечание» — материал и другие особенности баллонов.

Окончание таблицы В.1

[4] При наличии установок для слива СУГ из бытовых баллонов вместимостью, отличной от 5, 12, 27 или 50 л, в графе вместо слова «прочих» указывается вместимость баллона, а в столбце «Примечание» — материал и другие особенности баллонов.

[5] При наличии бытовых баллонов вместимостью, отличной от 5, 12, 27 или 50 л, в графе «прочие» указывается вместимость баллона, а в столбце «Примечание» — материал и другие особенности баллонов.

[6] При наличии бытовых баллонов вместимостью, отличной от 5, 12, 27 или 50 л, в графе «прочие» указывается вместимость баллона, а в столбце «Примечание» — материал и другие особенности баллонов.

[7] При наличии стендов для гидравлического испытания бытовых баллонов вместимостью, отличной от 5, 12, 27 или 50 л, в графе вместо слова «прочих» указывается вместимость баллона, а в столбце «Примечание» — материал и другие особенности баллонов.

[8] При наличии бытовых баллонов вместимостью, отличной от 5, 12, 27 или 50 л, в графе «прочие» указывается вместимость баллона, а в столбце «Примечание» — материал и другие особенности баллонов.

[9] При наличии ставится знак «+», при отсутствии — знак «–» в графе «Год выпуска, строительства или монтажа».

[10] При наличии указываются тип, марка, при отсутствии — знак «–» в графе «Год выпуска, строительства или монтажа».

Перечень вспомогательных зданий и сооружений:
- блок вспомогательных помещений (административно-бытовой корпус);
- гаражи;
- мастерские;
- котельная;
- прочее.

(нужное подчеркнуть)

Приложение 1 (обязательное) Ситуационный план со схемой расположения объекта и его охранных зон в масштабе 1:2000, 1:5000

Приложение 2 (обязательное) Разбивочный план в масштабе 1:1000 или 1:500 с экспликацией

Приложение 3 (обязательное) Технологическая принципиальная схема

Примечания

1 При наличии нескольких зданий на территории объекта перечень показателей приводится для каждого здания отдельно.

2 При отсутствии на территории объекта приведенных в паспорте зданий, сооружений, технических устройств в паспорте ставится прочерк.

3 При наличии зданий и сооружений, не приведенных в данной форме эксплуатационной документации, для них следует привести данные, как для аналогичных зданий и сооружений.

4 Технический паспорт должен быть включен в состав эксплуатационной документации.

Составил _____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

Проверил _____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

Приложение Г
(рекомендуемое)

Технический паспорт автомобильной газозаправочной станции

Срок хранения:
постоянно

Технический паспорт автомобильной газозаправочной станции
на 20___г.

УТВЕРЖДАЮ
Технический руководитель АГЗС
_____/_____
личная подпись инициалы, фамилия
«___»_____20___г.
М.П.

Адрес, телефон, факс _____

Наименование владельца, адрес, телефон, факс _____

Год ввода в эксплуатацию АГЗС_____

Наименование проектной организации _____

Сведения о проектной (рабочей) документации строительства АГЗС (№ договора, год разработки) _____

Сведения о проектной (рабочей) документации реконструкции, консервации
(нужное подчеркнуть)

(№ договора, год разработки)_____

Наименование проектной организации, выполнившей проектную (рабочую) документацию реконструкции, консервации_____
(нужное подчеркнуть)

Объем работ по реконструкции, консервации_____
(нужное подчеркнуть) (перечислить)

_____

Год ввода в эксплуатацию объектов реконструкции и проведения консервации_____

Наименование поставщиков СУГ _____

Способ доставки СУГ _____

Класс опасности ОПО _____

Таблица Г.1 — Основные показатели АГЗС

Наименование показателей, характеризующих объект	Единица измерения	Количество	Год выпуска, строительства или монтажа	Примечание
1 Общие сведения 1.1 Годовая производительность по первоначальному рабочему проекту	тыс. т			
1.2 Годовая производительность по рабочим проектам реконструкции, консервации (нужное подчеркнуть)	тыс. т			
1.3 Годовая фактическая производительность	тыс. т			

Продолжение таблицы Г.1

Наименование показателей, характеризующих объект	Единица измерения	Количество	Год выпуска, строительства или монтажа	Примечание
1.4 Первоначальная сметная стоимость строительства	млн руб.			
1.5 То же, при реконструкции, консервации	млн руб.			
1.6 Балансовая стоимость	млн руб.			
1.7 Сменность работы	количество смен			
1.8 ИТР	чел.			
1.9 Рабочий персонал	чел.			
2 Поступление и реализация СУГ 2.1 СУГ, отпускаемые в бытовых баллонах, в год	тыс. т			
2.2 СУГ, отпускаемые для заправки газобаллонных автомобилей, в год	тыс. т			
2.3 Максимальный суточный отпуск СУГ	т			
3 Сведения о генплане АГЗС 3.1 Площадь земельного участка	$м^2$			
3.2 Автодороги (материал покрытия)	$м^2$			
3.3 Тротуары (материал покрытия)	$м^2$			
3.4 Ограждение объекта	м			
4 Сливоналивные устройства 4.1 Заправочные колонки для заправки баллонов газобаллонных автомобилей (тип, марка, год выпуска)	шт.			
5 Складская площадка резервуаров СУГ 5.1 Резервуары для хранения СУГ (тип: одностенные, двустенные, вместимость, год выпуска)	шт.			
5.2 Способ установки резервуаров (надземный, подземный, обсыпной, в теплоизоляции)	шт.			
5.3 Общий объем резервуаров	$м^3$			
5.4 Число дней, на которое рассчитан запас СУГ	дней			
5.5 Уровнемерные устройства, установленные на резервуарах (тип, марка, год выпуска)	шт.			
6 Насосно-компрессорное отделение 6.1 Объем помещения (внутренний)	$м^3$			
6.2 Площадь помещения	$м^2$			
6.3 Компрессор (тип, марка, год выпуска)	шт.			
6.4 Насос (тип, марка, год выпуска)	шт.			
6.5 Испаритель (тип, марка, год выпуска)	шт.			
7 Устройства автоматизации и блокировок				

Продолжение таблицы Г.1

Наименование показателей, характеризующих объект	Единица измерения	Количество	Год выпуска, строительства или монтажа	Приме-чание
7.1 Защитные блокировки[1]: - насосов - компрессоров - испарителей - резервуаров СУГ - противопожарных резервуаров - вентиляционных установок				
7.2 Сигнализаторы загазованности (тип, марка, год выпуска, место установки)	шт.			
7.3 Пожарные извещатели (тип, марка, год выпуска, место установки)	шт.			
7.4 Система видеонаблюдения (тип, марка, год выпуска, место установки)	шт.			
7.5 АСУ ТП[2]	—			
7.6 Системы автоматического пожаротушения (тип, марка, год выпуска, место установки)	шт.			
8 Электрооборудование. Молниезащита. Связь 8.1 Установленная мощность электродвигателей	кВт			
8.2 Годовой расход электроэнергии	МВт·ч/год			
8.3 Электродвигатели технических устройств (насосов, компрессоров) (тип, марка, установленная мощность, год выпуска)	шт.			
8.4 Электродвигатели вентиляционного оборудования (тип, марка, установленная мощность, год выпуска)	шт.			
8.5 Прочие электродвигатели	шт.			
8.6 Электроприводы запорной арматуры (марка, тип, год выпуска)	шт.			
8.7 Трансформаторная подстанция (тип, марка, мощность, напряжение, год выпуска)	шт.			
8.8 Второй источник электроснабжения (наименование, тип, марка, мощность, напряжение, год выпуска)	шт.			
8.9 Установка электрохимической защиты от коррозии (тип, марка, год изготовления и объект защиты): - катодная - протекторная	 шт. шт.			
8.10 Молниеприемники (высота)	шт.			
8.11 Диспетчерская связь (тип, марка, место установки)	шт.			
9 Теплоснабжение и вентиляция 9.1 Источник теплоснабжения (централизованное теплоснабжение, котельная, электроснабжение)				

Окончание таблицы Г.1

Наименование показателей, характеризующих объект	Единица измерения	Количество	Год выпуска, строительства или монтажа	Примечание
9.2 Теплоноситель (вид, параметры): - горячая вода, °С - пар, МПа	 $м^3/ч$ т/ч			
9.3 Топливо, используемое в котельной (вид)	$м^3/ч$ (т/ч)			
9.4 Котлы (тип, марка, год выпуска, мощность)	шт.			
9.5 Вентиляционные системы	шт.			
9.6 Вентиляторы (номер, тип, год выпуска)	шт.			
10 Водоснабжение и канализация 10.1 Источник водоснабжения (водопроводная сеть, водоем)				
10.2 Водопровод: - противопожарный - хозяйственно-питьевой	 л/с $м^3$/сут			
10.3 Противопожарные резервуары (тип, вместимость)	шт.			
10.4 Пожарные гидранты	шт.			
10.5 Стационарные системы автоматического пожаротушения (тип, марка, место установки)	шт.			
10.6 Вода на другие нужды (внутренние и наружные)	$м^3$/сут			
10.7 Лафетные стволы (тип, марка, год выпуска, производительность)	шт.			
10.8 Насосы водяные (тип, марка, год выпуска)	шт.			
10.9 Установка для очистки канализационных стоков (тип, марка, год выпуска, производительность)	шт.			
11 Внеплощадочные сети инженерно-технического обеспечения и сооружения 11.1 Подъездная автодорога	 м			
11.2 Линия электропередачи, кВт	м			
11.3 Слаботочные сети, кВт	м			
11.4 Водопровод (напор, диаметр, материал труб)	м			
11.5 Канализация (диаметр, материал труб)	м			
11.6 Теплотрасса (диаметр, материал труб, способ прокладки)	м			

[1] При наличии ставится знак «+», при отсутствии — знак «–» в графе «Год выпуска, строительства или монтажа».

[2] При наличии указываются тип, марка, при отсутствии — знак «–» в графе «Год выпуска, строительства или монтажа».

Перечень вспомогательных зданий и сооружений:
- операторная;
- котельная;
- прочее.

(нужное подчеркнуть)

Приложение 1 (обязательное) Ситуационный план со схемой расположения объекта и его охранных зон в масштабе 1:2000, 1:5000

Приложение 2 (обязательное) Разбивочный план в масштабе 1:1000 или 1:500 с экспликацией

Приложение 3 (обязательное) Технологическая принципиальная схема

Примечания

1 При отсутствии на территории объекта приведенных в паспорте зданий, сооружений, технических устройств в паспорте ставится прочерк.

2 При наличии зданий и сооружений, не приведенных в данной форме эксплуатационной документации, для них следует привести данные, как для аналогичных зданий и сооружений.

Составил	_____	_____	_____
	должность	личная подпись	инициалы, фамилия
Проверил	_____	_____	_____
	должность	личная подпись	инициалы, фамилия

Приложение Д
(рекомендуемое)

Технический паспорт резервуарной установки

Срок хранения:
постоянно

Технический паспорт резервуарной установки
на 20___г.

УТВЕРЖДАЮ
Технический руководитель
ГРО (эксплуатационной организации)
_____/_____
личная подпись инициалы, фамилия
«___»_____20___г.
М.П.

Адрес, телефон, факс ГРО (эксплуатационной организации) _____

Наименование владельца, адрес, телефон, факс _____

Год ввода в эксплуатацию _____

Наименование проектной организации _____

Сведения о проектной (рабочей) документации строительства резервуарной установки (№ договора, год разработки)

_____

Сведения о проектной (рабочей) документации реконструкции, консервации
(нужное подчеркнуть)

(№ договора, год разработки) _____

Наименование проектной организации, выполнившей проектную (рабочую) документацию реконструкции, консервации _____
(нужное подчеркнуть)

Объем работ по реконструкции, консервации _____
(нужное подчеркнуть) (перечислить)

_____

Год ввода в эксплуатацию объектов реконструкции и проведения консервации _____

Наименование поставщиков СУГ _____

Способ доставки СУГ _____

Тип резервуарной установки (с естественным испарением, с искусственным испарением)
(нужное подчеркнуть)

Выходное давление после регулятора давления, кПа _____

Таблица Д.1 — Основные показатели

Наименование показателей, характеризующих объект	Единица измерения	Количество	Год выпуска, строительства или монтажа	Примечание
1 Общие сведения 1.1 Часовая производительность по первоначальному рабочему проекту	$м^3/ч$			
1.2 Годовая производительность по первоначальному рабочему проекту	т			
1.3 Часовая производительность по рабочему проекту реконструкции, консервации (нужное подчеркнуть)	$м^3/ч$			
1.4 Годовая производительность по рабочим проектам реконструкции, консервации (нужное подчеркнуть)	т			
1.5 Часовая фактическая производительность	$м^3/ч$			
1.6 Годовая фактическая производительность	т			
1.7 Первоначальная сметная стоимость строительства	млн руб.			
1.8 То же, при реконструкции, консервации	млн руб.			
1.9 Балансовая стоимость	млн руб.			
1.10 ИТР	чел.			
1.11 Рабочий персонал	чел.			
2 Сведения о генплане 2.1 Площадь земельного участка	$м^2$			
2.2 Ограждение	м			
3 Сливоналивные устройства 3.1 Сливные колонки (посты) (тип, марка, год выпуска)	шт.			
4 Резервуары СУГ 4.1 Резервуары для хранения СУГ (тип, вместимость, год выпуска)	шт.			
4.2 Способ установки резервуаров (надземный, подземный, обсыпной) (нужное подчеркнуть)	шт./шт./шт.			
4.3 Общий объем резервуаров базы хранения СУГ	$м^3$			
4.4 Разрешенное рабочее давление	МПа			
4.5 Испарительная установка (тип, марка, год выпуска)	шт.			
4.6 Уровнемерные устройства (тип, марка, год выпуска)	шт.			
4.7 Регулятор давления (тип, марка, год выпуска)	шт.			
4.8 Предохранительные клапаны (тип, марка, год выпуска)	шт.			
4.9 Манометры (тип, марка, год выпуска)	шт.			
4.10 Период, на который рассчитан запас СУГ	дней			

Окончание таблицы Д.1

Наименование показателей, характеризующих объект	Единица измерения	Количество	Год выпуска, строительства или монтажа	Примечание
5 Электрооборудование. Молниезащита. Связь				
5.1 Установленная мощность	кВт			
5.2 Годовой расход электроэнергии	МВт·ч/год			
5.3 Установка электрохимической защиты от коррозии (тип, марка, год выпуска):				
- катодная	шт.			
- протекторная	шт.			
5.4 Молниеприемники (высота, м)	шт.			
6 Теплоснабжение				
6.1 Источник теплоснабжения испарителей (от централизованных тепловых сетей, от собственной котельной, от электросетей) (нужное подчеркнуть)	—			
6.2 Теплоноситель (вид, параметры):				
- горячая вода, °С	$м^3/ч$			
- пар, МПа	т/ч			
7 Внеплощадочные сети инженерно-технического обеспечения и сооружения				
7.1 Теплотрасса (диаметр, материал труб, способ прокладки)	м			
8 Средства пожаротушения				
8.1 Пожарный щит (тип)	шт.			

Приложение 1 (обязательное) Ситуационный план со схемой расположения объекта и его охранных зон в масштабе 1:2000, 1:5000

Приложение 2 (обязательное) Разбивочный план в масштабе 1:1000 или 1:500 с экспликацией

Приложение 3 (обязательное) Технологическая принципиальная схема

Примечания

1 При наличии нескольких зданий на территории объекта перечень показателей приводится для каждого здания отдельно.

2 Технический паспорт должен быть включен в состав эксплуатационной документации.

Составил _____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

Проверил _____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

Приложение Е
(рекомендуемое)

Технический паспорт групповой баллонной установки

Срок хранения:
постоянно

Технический паспорт групповой баллонной установки (ГБУ)
на 20___г.

УТВЕРЖДАЮ
Технический руководитель
ГРО (эксплуатационной организации)
_____/_____
личная подпись инициалы, фамилия
«___»_____20___г.
М.П.

Адрес, телефон, факс ГРО (эксплуатационной организации) _____

Наименование владельца, адрес, телефон, факс _____

Год ввода в эксплуатацию_____

Наименование проектной организации _____

Сведения о проектной (рабочей) документации строительства баллонной установки (№ договора, год разработки)

_____

Наименование поставщиков СУГ _____

Выходное давление после регулятора давления, кПа_____

Таблица Е.1 — Основные показатели

Наименование показателей, характеризующих объект	Единица измерения	Количество	Год выпуска, строительства или монтажа	Примечание
1 Общие сведения 1.1 Количество баллонов вместимостью 50 л в ГБУ	шт.			
1.2 Часовая производительность	$м^3/ч$			
1.3 Первоначальная сметная стоимость строительства	руб.			
1.4 Балансовая стоимость	руб.			
2 Сведения о генплане 2.1 Площадь земельного участка	$м^2$			
2.2 Ограждение	м			
2.3 Разрешенное рабочее давление	МПа			
2.4 Регулятор давления (тип, марка, год выпуска)	—			
2.5 Предохранительные клапаны (тип, марка, год выпуска)	шт.			
2.6 Манометры (тип, марка, год выпуска)	шт.			

Окончание таблицы Е.1

Наименование показателей, характеризующих объект	Единица измерения	Количество	Год выпуска, строительства или монтажа	Примечание
2.7 Время, на которое рассчитан запас СУГ	дней			
2.8 Молниеприемники (высота)	шт.			
3 Сети инженерно-технического обеспечения 3.1 Газопровод	м			
4 Первичные средства пожаротушения 4.1 Пожарный щит (тип)	шт.			
4.2 Передвижные огнетушители (тип)	шт.			

Приложение 1 (обязательное) Разбивочный план в масштабе 1:1000 или 1:500 с экспликацией
Приложение 2 (обязательное) Технологическая принципиальная схема

Примечания

1 При наличии нескольких групповых баллонных установок на территории объекта технический паспорт составляется на каждую установку отдельно.

2 Технический паспорт должен быть включен в состав эксплуатационной документации.

Составил _____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

Проверил _____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

Приложение Ж
(рекомендуемое)

Технический паспорт индивидуальной баллонной установки

Срок хранения:
постоянно

Технический паспорт индивидуальной баллонной установки
на 20___г.

УТВЕРЖДАЮ
Технический руководитель
ГРО (эксплуатационной организации)
_____/_____
личная подпись инициалы, фамилия
«___»_____20___г.
М.П.

Адрес, телефон, факс ГРО (эксплуатационной организации) _____

Ф.И.О. владельца, адрес, телефон _____

Год ввода в эксплуатацию_____

Выходное давление после регулятора давления, кПа _____

Таблица Ж.1 — Основные показатели индивидуальной баллонной установки

Наименование показателей, характеризующих объект	Единица измерения	Количество	Год выпуска, строительства или монтажа	Примечание
1 Баллоны 1.1 Баллоны для хранения СУГ (тип, объем, год выпуска)	шт.			
1.2 Общий объем индивидуальной баллонной установки СУГ	л			
1.3 Разрешенное рабочее давление	МПа			
1.4 Регулятор давления (тип, марка, год выпуска)	шт.			
2 Сети инженерно-технического обеспечения 2.1 Газопровод	м			
2.2 Соединительный рукав	м			

Приложение 1 (обязательное) Эскиз индивидуальной баллонной установки

Примечания

1 При наличии нескольких индивидуальных баллонных установок на территории объекта технический паспорт составляется на каждую установку отдельно.

2 Технический паспорт должен быть включен в состав эксплуатационной документации.

Составил _____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

Проверил _____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

Приложение И
(рекомендуемое)

Акт о проведении испытаний на герметичность (контрольной опрессовки) технологической системы объекта

Акт о проведении испытаний на герметичность
(контрольной опрессовки) технологической системы объекта

Адрес объекта _____

Наименование объекта _____

Комиссия, назначенная _____
(наименование ГРО (эксплуатационной организации))

решением от «____»_____20____г. приказ №_____

в составе: председателя — представителя ГРО (эксплуатационной организации)_____

_____
(должность, инициалы, фамилия)

членов комиссии — представителей:

пусконаладочной организации _____
(должность, инициалы, фамилия)

УСТАНОВИЛА

На технологической системе, состоящей из _____

_____
(перечень технических устройств)

проведено испытание на герметичность (контрольная опрессовка).

По результатам испытания на герметичность (контрольной опрессовки), выполненного «___»_____20____г. давлением 0,3 МПа в течение 1 ч, утечки СУГ не выявлены.

РЕШЕНИЕ КОМИССИИ

Технологическая система готова (не готова) к проведению продувки.
(ненужное зачеркнуть)

Председатель комиссии _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

Члены комиссии _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

_____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

_____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

Приложение К
(рекомендуемое)

Акт о проведении продувки технологической системы

Акт о проведении продувки технологической системы

Адрес объекта _____

Наименование объекта _____

Комиссия, назначенная _____
(наименование ГРО (эксплуатационной организации))

решением от «____»_____20____г. приказ №_____

в составе:

- председателя — представителя ГРО (эксплуатационной организации) _____

_____
(должность, инициалы, фамилия)

и членов комиссии — представителей:

- пусконаладочной организации_____
(должность, инициалы, фамилия)

УСТАНОВИЛА

На технологической системе, состоящей из _____

_____
(перечень технических устройств)

проведена продувка _____
(указать наименование среды продувки)

По результатам продувки, выполненной «____»_____20____г. в течение_____ч давлением_____МПа,

содержание не превышает _____
(указать допустимое

_____
содержание среды, используемой для продувки в продувочном газе)

РЕШЕНИЕ КОМИССИИ

Технологическую систему считать пригодной (непригодной) к проведению пусконаладочных работ.
(ненужное зачеркнуть)

Председатель комиссии _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

Члены комиссии _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

_____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

_____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

_____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

Приложение Л
(рекомендуемое)

Акт-наряд на первичный пуск сжиженных углеводородных газов в технологическую систему объекта

Срок хранения:
5 лет

Акт-наряд
на первичный пуск сжиженных углеводородных газов в технологическую систему объекта

«___»_____20___г.

Адрес объекта _____

Наименование объекта _____

Мы, нижеподписавшиеся представители:

ГРО (эксплуатационной организации) _____

_____
(должность, инициалы, фамилия)

пусконаладочной организации _____

_____
(должность, инициалы, фамилия)

составили настоящий акт о первичном пуске СУГ в технологическую систему объекта.

Основные технические устройства технологической системы:

_____

_____

_____

Последовательность проведения пуска СУГ:

_____

_____

Пуск СУГ произвести руководителю работ _____
(должность, инициалы, фамилия)

с бригадой в составе _____
(должность, инициалы, фамилия)

Представитель
ГРО (эксплуатационной организации) _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

Представитель
пусконаладочной организации _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

Приложение М
(рекомендуемое)

Акт рабочей комиссии по результатам пусконаладочных работ технологической системы объекта

Акт рабочей комиссии по результатам пусконаладочных работ
технологической системы объекта

Адрес объекта _____

Наименование объекта _____

Рабочая комиссия, назначенная _____
(наименование ГРО (эксплуатационной организации))

решением от «____»_____20____г. приказ №_____

в составе:

- председателя — представителя ГРО (эксплуатационной организации) _____

_____
(должность, инициалы, фамилия)

членов комиссии — представителей:

- генподрядной организации _____
(должность, инициалы, фамилия)

- субподрядных организаций _____
(должность, инициалы, фамилия)

- органов Ростехнадзора _____

руководствуясь программой проведения пусконаладочных работ, установила:

1 На технологической системе, состоящей из: _____

_____
(перечень технических устройств)

проведены пусконаладочные работы, в результате которых:

- установлено при внешнем осмотре соответствие смонтированных технических устройств проектной (рабочей) документации;

- подтверждена при индивидуальном опробовании работоспособность технических устройств;

- по результатам испытания на герметичность (контрольной опрессовки), выполненного давлением 0,3 МПа в течение 1 ч «____»_____20____г., не выявлено утечек СУГ;

- по результатам комплексного опробования, проведенного с «____»_____20____г. по «____»_____20____г., в течение ___ч отработаны режимы производственных процессов и подтверждена проектная производительность объекта.

2 Дефекты, выявленные в процессе пусконаладочных работ, устранены.

Перечень устраненных дефектов:_____

РЕШЕНИЕ КОМИССИИ

Технологическую систему считать пригодной (непригодной) к эксплуатации.
(ненужное зачеркнуть)

Председатель рабочей комиссии _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

Члены рабочей комиссии _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

_____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

Приложение Н
(рекомендуемое)

Акт ввода в эксплуатацию резервуарной/групповой баллонной установки

Срок хранения:
постоянно

«___»_____20___г.

Акт №____
ввода в эксплуатацию резервуарной/групповой баллонной установки

Мы, нижеподписавшиеся представители:

ГРО (эксплуатационной организации) _____

_____
(должность, инициалы, фамилия)

пусконаладочной организации _____

_____
(должность, инициалы, фамилия)

Заказчика _____
(должность, инициалы, фамилия)

составили настоящий акт о приемке в эксплуатацию _____ установки СУГ
резервуарной/групповой баллонной

К приемке _____ установки СУГ представлено следующее оборудование:
резервуарной/групповой баллонной

Наименование приборов и установок*	Единица измерения	Количество единиц оборудования, протяженность газопроводов
Регулятор давления газа (тип, марка)	шт.	
Резервуар объемом ___ $м^3$	шт.	
Баллоны вместимостью ___ л	шт.	
Газопроводы (с указанием номинального диаметра DN, мм)	м	
* Заполняются поля, необходимые для каждого типа установки (резервуарной или групповой баллонной).		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ КОМИССИИ

Монтаж _____ установки СУГ выполнен в соответствии с проектной (рабочей)
резервуарной/ групповой баллонной
документацией.

Предъявленная _____ установка СУГ принята в эксплуатацию.
резервуарная/групповая баллонная

Пуск газа произвести руководителю работ_____с бригадой в составе:

_____

_____

_____
(должность, инициалы, фамилия)

Представитель
ГРО/эксплуатационной организации _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

М.П.

Представитель
пусконаладочной организации _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

М.П.

Заказчик _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

Приложение П
(рекомендуемое)

Акт ввода в эксплуатацию резервуарной/групповой баллонной установки и сети газопотребления сжиженных углеводородных газов домов жилых одноквартирных и жилых многоквартирных зданий

Срок хранения:
постоянно

Акт №_____
ввода в эксплуатацию резервуарной/групповой баллонной установки
и сети газопотребления сжиженных углеводородных газов домов жилых
одноквартирных и жилых многоквартирных зданий

«___»_____20___г.

Объект газификации _____

Адрес объекта газификации _____

Акт проверки технического состояния дымовых и вентиляционных каналов №__от ____

Наряд-допуск к производству газоопасных работ № _____ от _____

Мы, нижеподписавшиеся представители:

ГРО/эксплуатационной организации _____

_____
(должность, инициалы, фамилия)

пусконаладочной организации _____

_____
(должность, инициалы, фамилия)

собственника _____
(должность, инициалы, фамилия)

составили настоящий акт о вводе в эксплуатацию резервуарной/групповой баллонной установки СУГ, газопроводов и газоиспользующего оборудования

К приемке _____ установки СУГ и сети газопотребления СУГ представлено следующее
резервуарной/баллонной
оборудование:

Наименование приборов и установок	Единица измерения	Количество единиц оборудования, протяженность газопроводов
Шкаф	шт.	
Регулятор давления газа (тип, марка)	шт.	
Резервуар объемом ___ $м^3$	шт.	
Баллоны вместимостью ___ л	шт.	
Газовые плиты, водонагреватели, котлы (тип, марка, модель, заводской номер)	шт.	
Газопроводы (с указанием номинального диаметра DN, мм)	м	
* Заполняются поля, необходимые для каждого типа установки (резервуарной или групповой баллонной).		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ КОМИССИИ

Монтаж _____ баллонной установки СУГ, газопроводов и газоиспользующего
резервуарной/групповой
оборудования выполнен в соответствии с проектной (рабочей) документацией.

Предъявленная _____ баллонная установка и сеть газопотребления СУГ
резервуарная/групповая
введены в эксплуатацию, не введены в эксплуатацию
(ненужное зачеркнуть)

по причине _____

Введено в эксплуатацию следующее газоиспользующее оборудование:

№ квартиры (для жилых многоквартирных зданий)	Вид газоиспользующего оборудования (марка/модель)	Заводской №	Примечание

Бытовое газоиспользующее оборудование не введено в эксплуатацию в следующих квартирах жилого многоквартирного здания*:

№ квартиры	Вид бытового газоиспользующего оборудования (марка/модель)	Причина	Принятые меры безопасности

* Не заполняется для домов жилых одноквартирных.

Первичный инструктаж по безопасному пользованию газом в быту проведен:

Инициалы, фамилия потребителя газа	Личная подпись потребителя газа

Представитель
ГРО/эксплуатационной организации _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

М.П.

Представитель
пусконаладочной организации _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

М.П.

Заказчик _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

Приложение Р
(рекомендуемое)

Акт ввода в эксплуатацию индивидуальной баллонной установки и сети газопотребления сжиженных углеводородных газов домов жилых одноквартирных и жилых многоквартирных зданий

Срок хранения:
постоянно

Акт №_____
ввода в эксплуатацию индивидуальной баллонной установки и сети газопотребления сжиженных углеводородных газов домов жилых одноквартирных и жилых многоквартирных зданий

«___»_____20___г.

Объект газификации _____

Адрес объекта газификации _____

Акт проверки технического состояния дымовых и вентиляционных каналов №__от ____

Мы, нижеподписавшиеся представители:

ГРО/эксплуатационной организации _____

_____
(должность, инициалы, фамилия)

пусконаладочной организации _____

_____
(должность, инициалы, фамилия)

собственника _____
(должность, инициалы, фамилия)

составили настоящий акт о вводе в эксплуатацию индивидуальной баллонной установки СУГ, газопроводов и газоиспользующего оборудования

К приемке индивидуальной баллонной установки СУГ и сети газопотребления представлено следующее оборудование:

Наименование приборов и установок	Единица измерения	Количество единиц оборудования, протяженность газопроводов
Шкаф	шт.	
Регулятор давления газа (тип, марка)	шт.	
Баллоны вместимостью ___ л	шт.	
Газовые плиты, водонагреватели, котлы (тип, марка, модель, заводской номер)	шт.	
Газопроводы (с указанием номинального диаметра DN, мм)*	м	
* Не заполняется при вводе в эксплуатацию индивидуальной баллонной установки СУГ, включающей 1 баллон вместимостью 5 л.		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ КОМИССИИ

Монтаж индивидуальной баллонной установки СУГ выполнен в соответствии с эскизом, газопроводов и газоиспользующего оборудования — в соответствии с проектной (рабочей) документацией.

Предъявленная газобаллонная установка и сеть газопотребления СУГ введены в эксплуатацию, не введены
(ненужное зачеркнуть)

в эксплуатацию по причине_____
Введено в эксплуатацию следующее газоиспользующее оборудование:

№ квартиры (для жилых многоквартирных зданий)	Вид газоиспользующего оборудования (марка/модель)	Заводской №	Примечание

Бытовое газоиспользующее оборудование не введено в эксплуатацию в следующих квартирах жилого многоквартирного здания*:

№ квартиры	Вид бытового газоиспользующего оборудования (марка/модель)	Причина	Принятые меры безопасности

* Не заполняется для домов жилых одноквартирных.

Первичный инструктаж по безопасному пользованию газом в быту проведен:

Инициалы, фамилия потребителя газа	Личная подпись потребителя газа

Представитель
ГРО/эксплуатационной организации _____ личная подпись _____ инициалы, фамилия

Собственник _____ личная подпись _____ инициалы, фамилия

Приложение С
(рекомендуемое)

Акт ввода в эксплуатацию резервуарной/групповой баллонной установки и сети газопотребления сжиженных углеводородных газов общественных зданий

Срок хранения:
Постоянно

Акт №_____
ввода в эксплуатацию резервуарной (групповой баллонной) установки и сети газопотребления сжиженных углеводородных газов общественных зданий

«___»_____20___г.

Объект газификации _____

Адрес объекта газификации _____

Акт проверки технического состояния дымовых и вентиляционных каналов №_____от _____

Наряд-допуск к производству газоопасных работ № _____ от _____

Мы, нижеподписавшиеся представители:

ГРО/эксплуатационной организации _____

_____
(должность, инициалы, фамилия)

пусконаладочной организации _____

_____
(должность, инициалы, фамилия)

собственника _____
(должность, инициалы, фамилия)

составили настоящий акт о вводе в эксплуатацию _____
резервуарной, групповой баллонной

установки СУГ, газопроводов и газоиспользующего оборудования

К приемке _____ индивидуальной баллонной установки СУГ и сети газопотребления
резервуарной, групповой, баллонной

представлено следующее оборудование:

Наименование приборов и установок*	Единица измерения	Количество единиц оборудования, протяженность газопроводов
Шкаф	шт.	
Регулятор давления газа (тип, марка)	шт.	
Резервуар объемом ___ $м^3$	шт.	
Баллоны вместимостью ___ л	шт.	
Газовые плиты, водонагреватели, котлы (тип, марка, модель, заводской номер)	шт.	
Газопроводы (с указанием номинального диаметра DN, мм)	м	
* Заполняются поля, необходимые для каждого типа установки (резервуарной или групповой баллонной).		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ КОМИССИИ

Монтаж резервуарной (групповой баллонной) установки СУГ, газопроводов и газоиспользующего оборудования выполнен в соответствии с проектной (рабочей) документацией.

Предъявленная _____ установка и сеть газопотребления
резервуарная, групповая баллонная

СУГ введены в эксплуатацию, не введены в эксплуатацию по причине_____
(ненужное зачеркнуть)

_____

Введено в эксплуатацию следующее газоиспользующее оборудование:

Вид газоиспользующего оборудования (марка/модель)	Заводской №	Примечание

Специально уполномоченное лицо, осуществляющее эксплуатационный контроль за системами инженерно-технического обеспечения общественного здания, прошло инструктаж по охране труда и проверку знаний требований охраны труда в соответствии с Порядком обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций, утвержденным постановлением Министерства труда и социального развития Российской Федерации, Министерства образования Российской Федерации от 13 января 2003 г. № 1/29, и ГОСТ 12.0.004.

Специально уполномоченное лицо _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

Представитель
ГРО/эксплуатационной организации _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

М.П.

Представитель
пусконаладочной организации _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

М.П.

Заказчик _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

Приложение Т
(рекомендуемое)

Акт ввода в эксплуатацию индивидуальной баллонной установки и сети газопотребления сжиженных углеводородных газов общественных зданий

Срок хранения:
Постоянно

Акт №_____
ввода в эксплуатацию индивидуальной баллонной установки и сети газопотребления
сжиженных углеводородных газов общественных зданий

«___»_____20___г.

Объект газификации _____

Адрес объекта газификации _____

Акт проверки технического состояния дымовых и вентиляционных каналов №__от ____

Мы, нижеподписавшиеся представители:

ГРО/эксплуатационной организации _____

_____
(должность, инициалы, фамилия)

заказчика _____
(должность, инициалы, фамилия)

составили настоящий акт о вводе в эксплуатацию индивидуальной баллонной установки СУГ, газопроводов и газоиспользующего оборудования

К приемке индивидуальной баллонной установки СУГ и сети газопотребления представлено следующее оборудование:

Наименование приборов и установок	Единица измерения	Количество единиц оборудования, протяженность газопроводов
Шкаф	шт.	
Регулятор давления газа (тип, марка)	шт.	
Баллоны вместимостью ___ л	шт.	
Газовые плиты, водонагреватели, котлы (тип, марка, модель, заводской номер)	шт.	
Газопроводы (с указанием номинального диаметра DN, мм)	м	

ЗАКЛЮЧЕНИЕ КОМИССИИ

Монтаж индивидуальной баллонной установки СУГ выполнен в соответствии с эскизом, газопроводов и газоиспользующего оборудования — в соответствии с проектной (рабочей) документацией.

Предъявленная индивидуальная газобаллонная установка и сеть газопотребления СУГ введены в эксплуатацию,

не введены в эксплуатацию по причине _____
(ненужное зачеркнуть)

_____

Введено в эксплуатацию следующее газоиспользующее оборудование:

Вид газоиспользующего оборудования (марка/модель)	Заводской №	Примечание

Специально уполномоченное лицо, осуществляющее эксплуатационный контроль за системами инженерно-технического обеспечения общественного здания, прошло инструктаж по охране труда и проверку знаний требований охраны труда в соответствии с Порядком обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций, утвержденным постановлением Министерства труда и социального развития Российской Федерации, Министерства образования Российской Федерации от 13 января 2003 г. № 1/29, и ГОСТ 12.0.004.

Специально уполномоченное лицо _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

Представитель
ГРО/эксплуатационной организации _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

М.П.

Представитель
пусконаладочной организации _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

М.П.

Заказчик _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

Приложение У
(рекомендуемое)

Акт ввода в эксплуатацию резервуарной/баллонной установки, газопроводов и газоиспользующего оборудования производственных зданий

Срок хранения:
Постоянно

Акт № ____
ввода в эксплуатацию резервуарной (баллонной) установки, газопроводов
и газоиспользующего оборудования производственных зданий

«___»_____20___г.

Мы, нижеподписавшиеся представители:

- заказчика _____
(должность, наименование предприятия, инициалы, фамилия)

- строительно-монтажной организации _____
(должность, наименование предприятия, инициалы, фамилия)

- ГРО (эксплуатационной организации) _____
(должность, наименование организации, инициалы, фамилия)

- проектной организации _____
(должность, наименование организации, инициалы, фамилия)

подписали настоящий акт ввода в эксплуатацию:

- резервуарной (баллонной) установки _____

- газопроводов и газоиспользующего оборудования после проведения пусконаладочных работ и комплексного опробования:

_____
(газоиспользующее оборудование)

производственного здания, расположенного по адресу: _____

_____

Приемка газоиспользующего оборудования после проведения пусконаладочных работ и комплексного опробования произведена на основании представленной приемочной комиссии документации:

_____

_____

ЗАКЛЮЧЕНИЕ КОМИССИИ

С момента подписания настоящего акта членами приемочной комиссии резервуарная (баллонная) установка, газопроводы и газоиспользующее оборудование _____ производственного здания считаются находящимися в эксплуатации.

Председатель комиссии _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

Члены комиссии _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

_____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

Приложение Ф
(рекомендуемое)

Журнал приема сжиженных углеводородных газов в железнодорожных цистернах

Наименование объекта, адрес_____

Срок хранения:
3 года

Журнал приема сжиженных углеводородных газов в железнодорожных цистернах

Начат «___»_____20___г.

Окончен «___»_____20___г.

Количество листов_____

Наименование организации		Вместимость, $м^3$	Отметка об исправности железнодорожной цистерны	Дата (число, месяц, год)	Остаточное давление СУГ в железнодорожной цистерне, МПа (после слива)	Масса СУГ в наполненной железнодорожной цистерне (масса слитого из железнодорожной цистерны СУГ), кг	Должность, инициалы, фамилия, личная подпись
поставляющей СУГ	получающей СУГ						получил
1	2	3	4	5	6	7	8
Примечание — Данная форма разработана для ГНС.							

Приложение Х
(рекомендуемое)

Журнал отпуска или приема сжиженных углеводородных газов в автоцистернах

Наименование объекта, адрес_____

Срок хранения:
3 года

Журнал отпуска или приема сжиженных углеводородных газов в автоцистернах

Начат «___»_____20___г.

Окончен «___»_____20___г.

Количество листов_____

Наименование организации		Тип автоцистерны, вместимость, $м^3$, номерной знак	Отметка об исправности автоцистерны	Дата (число, месяц, год)	Остаточное давление СУГ в автоцистерне, МПа (перед наполнением или после слива)	Масса СУГ в наполненной автоцистерне (масса слитого из автоцистерны СУГ), кг	Должность, инициалы, фамилия, личная подпись	
поставляющей СУГ	получающей СУГ						отпустил	получил
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Примечание — Данная форма разработана для всех объектов, использующих СУГ, кроме групповых и индивидуальных баллонных установок.								

Приложение Ц
(рекомендуемое)

Журнал учета поступления сжиженных углеводородных газов на объекты

Наименование объекта, адрес_____

Срок хранения:
3 года

Журнал учета поступления сжиженных углеводородных газов на объекты

Начат «___»_____20___г.

Окончен «___»_____20___г.

Количество листов_____

Дата прибытия ж.д. (авто) цистерны на объект	Температура налива СУГ на заводе-поставщике, °С	Наименование, № цистерны, марка, вместимость, $м^3$	Температура слива СУГ, °С	Состав СУГ, %	№ резервуаров, в которые сливается СУГ	Количество СУГ, слитого в резервуары	Остаточное давление СУГ в цистерне, МПа	№ накладной при получении цистерн	№ накладной при отправлении цистерн	Личная подпись, инициалы, фамилия мастера, произведшего слив СУГ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Приложение Ш
(справочное)

Акт о возврате цистерны с утечкой сжиженных углеводородных газов

Акт о возврате цистерны с утечкой сжиженных углеводородных газов

Адрес объекта _____

Наименование объекта _____

Комиссия в составе: ответственного за эксплуатацию объекта, мастера, водителя автоцистерны (сцепщика железнодорожных цистерн), _____

_____
(инициалы, фамилия)

выявила следующие дефекты:

_____
(перечень дефектов)

в цистерне _____
(заводской номер, наименование поставщика)

РЕШЕНИЕ КОМИССИИ

Принять следующие меры по обеспечению безопасности при сливе СУГ из

дефектной цистерны:

_____

_____

_____

_____

Настоящий акт составлен в двух экземплярах: один экземпляр остается на объекте, второй — передается поставщику СУГ.

Председатель комиссии	_____	_____	_____	_____
	должность	личная подпись	дата	инициалы, фамилия
Члены комиссии	_____	_____	_____	_____
	должность	личная подпись	дата	инициалы, фамилия
	_____	_____	_____	_____
	должность	личная подпись	дата	инициалы, фамилия
	_____	_____	_____	_____
	должность	личная подпись	дата	инициалы, фамилия

Приложение Щ
(справочное)

Разовый пропуск для автоцистерн и автомашин

Наименование объекта, адрес _____

Разовый пропуск №_____

от «___»_____20___г.

для автоцистерн и автомашин

Наименование организации _____

Инициалы, фамилия шофера_____

№ автомашины _____

Масса отпущенного СУГ в автоцистерне, кг _____

Количество отпущенных баллонов, в том числе:

50 л — _____ шт.

27 л — _____ шт.

5 л — _____ шт.

Дата отпуска_____

Лицо, контролирующее отпуск СУГ: _____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

Лицо, получившее СУГ: _____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

Приложение Э
(рекомендуемое)

Журнал технического обслуживания и ремонта сосудов, работающих под давлением

Наименование объекта, адрес_____

Срок хранения:
постоянно

Журнал технического обслуживания и ремонта сосудов, работающих под давлением

Начат «___»_____20___г.

Окончен «___»_____20___г.

Количество листов_____

Наименование работ (техническое обслуживание (ТО-1, ТО-2, ТО-3, ТО-5), ремонт)	Данные о сосуде		Сроки проведения (число, месяц, год)		Выявленные дефекты	Дата устранения дефектов (число, месяц, год)	Должность, инициалы, фамилия, личная подпись			Дата получения разрешения на пуск сосуда (число, месяц, год)
	Тип сосуда, место и способ установки, номер сосуда по технологической схеме	Марка сосуда, вместимость ($м^3$), год изготовления, заводской номер	по графику	фактически			исполнитель	проверяющий	разрешающий пуск сосуда	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Примечание — Данная форма разработана для всех объектов, использующих СУГ, кроме групповых и индивидуальных баллонных установок.

Приложение Ю
(рекомендуемое)

Журнал технического обслуживания и ремонта резервуарных установок

Наименование объекта, адрес_____

Срок хранения:
5 лет

Журнал технического обслуживания и ремонта резервуарных установок

Начат «___»_____20___г.

Окончен «___»_____20___г.

Количество листов_____

Наименование работ (техническое обслуживание, ремонт)	Сроки проведения работ (число, месяц, год)		Выявленные дефекты	Дата устранения дефектов (число, месяц, год)	Давление СУГ, кПа				Параметры настройки предохранительных клапанов, кПа	Должность, инициалы, фамилия, личная подпись	
					до регулятора			после регулятора			
	по графику	фактически			№ 1	№ 2	№ 3			исполнитель	проверяющий
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Приложение Я
(рекомендуемое)

Журнал технического освидетельствования сосудов, работающих под давлением

Наименование объекта, адрес_____

Срок хранения:
постоянно

Журнал технического освидетельствования сосудов, работающих под давлением

Начат «___»_____20___г.

Окончен «___»_____20___г.

Количество листов_____

Данные о сосуде		Сроки проведения (число, месяц, год)		Вид освидетельствования: ГИ — гидравлическое испытание, ВО — внутренний осмотр, НО — наружный осмотр	Результаты освидетельствования	Испытательное давление, МПа	Номер и дата акта приемки сосуда после освидетельствования	Должность, инициалы, фамилия, личная подпись		
Тип сосуда, место и способ установки, номер резервуара по технологической схеме	Марка сосуда, вместимость ($м^3$), год изготовления, заводской номер	по графику	фактически					исполнитель	проверяющий	разрешающий пуск сосуда
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Примечания

1 Данная форма разработана для всех объектов, использующих СУГ, кроме групповых и индивидуальных баллонных установок.

2 При проведении освидетельствования одностенных подземных, обсыпных и теплоизолированных сосудов допускается не проводить наружный осмотр при условии проведения толщинометрии стенок сосуда при внутреннем осмотре.

Приложение 1
(рекомендуемое)

Журнал технического обслуживания компрессоров, насосов и испарителей

Наименование объекта, адрес_____

Срок хранения:
постоянно

Журнал технического обслуживания компрессоров, насосов и испарителей

Начат «___»_____20___г.

Окончен «___»_____20___г.

Количество листов_____

Наименование работ (ТО-1, ТО-2, ТО-3, ТО-5, ремонт)	Марка, тип, год изготовления, заводской номер, номер по технологической схеме			Сроки проведения работ (число, месяц, год)		Выявленные дефекты	Дата устранения дефектов (число, месяц, год)	Должность, инициалы, фамилия, личная подпись	
	Насос	Компрессор	Испаритель	по графику	фактически			исполнитель	проверяющий
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Примечание — Данная форма разработана для ГНС, ГНП, АГЗС и резервуарных установок (для испарителей).									

Приложение 2
(рекомендуемое)

Ремонтный формуляр насосов, компрессоров, испарителей

Наименование объекта, адрес_____

Срок хранения:
постоянно

Ремонтный формуляр насосов, компрессоров, испарителей

Начат «___»_____20___г.

Окончен «___»_____20___г.

Количество листов_____

Вид ремонта (текущий, капитальный)	Марка, тип, год изготовления, заводской номер, номер по технологической схеме	Дата начала проведения ремонта (число, месяц, год)	Описание проведенных работ	Дата окончания проведения ремонта (число, месяц, год)	Примечание	Должность, инициалы, фамилия, личная подпись	
						исполнитель	проверяющий
1	2	3	4	5	6	7	8
Примечание — Данная форма разработана для ГНС, ГНП, АГЗС и резервуарных установок (для испарителей).							

Приложение 3
(рекомендуемое)

Сменный журнал работы насосов, компрессоров и испарителей

Наименование объекта, адрес_____

Срок хранения:
постоянно

Сменный журнал работы насосов, компрессоров, испарителей

Начат «___»_____20___г.

Окончен «___»_____20___г.

Количество листов_____

Марка, тип, год изготовления, заводской номер, номер по технологической схеме	Дата, время запуска	Установленные параметры работы	Текущие параметры работы	Примечание оператора (информация об аварийных остановах и их причинах и пр.)	Дата, время останова	Мото-часов за смену, ч	Мото-часов с начала экспуатации, ч	Должность, инициалы, фамилия, личная подпись оператора
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Примечание — Данная форма разработана для ГНС, ГНП, АГЗС и резервуарных установок (для испарителей).								

Приложение 4
(рекомендуемое)

Журнал наполнения баллонов сжиженных углеводородных газов

Наименование объекта, адрес_____

Срок хранения:
3 года

Журнал наполнения баллонов сжиженных углеводородных газов

Начат «___»_____20___г.

Окончен «___»_____20___г.

Количество листов_____

Дата наполнения (число, месяц, год)	№ баллона	Дата освидетельствования (число, месяц, год)	Масса газа (сжиженного) в баллоне, кг	Должность, инициалы, фамилия, личная подпись лица, наполнившего баллон
1	2	3	4	5
Примечание — Данная форма разработана для ГНС, ГНП, АГЗС.				

Приложение 5
(рекомендуемое)

Журнал отпуска сжиженных углеводородных газов в баллонах

Наименование объекта, адрес_____

Срок хранения:
3 года

Журнал отпуска сжиженных углеводородных газов в баллонах

Начат «___»_____20___г.

Окончен «___»_____20___г.

Количество листов_____

Наименование организации (юридического лица), должность, инициалы, фамилия представителя юридического лица или инициалы, фамилия физического лица, получающего наполненные баллоны	Дата (число, месяц, год)	Порожние баллоны, полученные от юридического или физического лица, шт.			Количество наполненных баллонов, выданных юридическому или физическому лицу, шт.			Личная подпись представителя юридического лица или физического лица	Должность, инициалы, фамилия, личная подпись исполнителя, отпускающего баллоны
		вместимостью*, л			вместимостью*, л				
		50	27	5	50	27	5		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

* При отпуске СУГ в баллонах вместимостью, отличной от 5, 27 и 50 л, вводят дополнительные графы.

Примечание — Данная форма разработана для ГНС, ГНП, АГЗС.

Приложение 6
(рекомендуемое)

Журнал поверки и настройки весовых устройств наполнительных установок

Наименование объекта, адрес_____

Срок хранения:
3 года

Журнал проверки и настройки весовых устройств наполнительных установок

Начат «___»_____20___г.

Окончен «___»_____20___г.

Количество листов_____

Тип и марка наполнительной установки, год изготовления, заводской номер	№ весовых устройств	Сроки проведения работ (число, месяц, год)		Способ проверки	Выявленные дефекты	Дата устранения дефектов (число, месяц, год)	Должность, инициалы, фамилия, личная подпись	
		по графику	фактически				исполнитель	проверяющий
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Примечание — Данная форма разработана для ГНС, ГНП, АГЗС.								

Приложение 7
(рекомендуемое)

Журнал технического обслуживания и ремонта установок для наполнения баллонов

Наименование объекта, адрес_____

Срок хранения:
постоянно

Журнал технического обслуживания и ремонта установок для наполнения баллонов

Начат «___»_____20___г.

Окончен «___»_____20___г.

Количество листов_____

Наименование работ (ТО-1, ТО-2, ТО-3/ текущий ремонт, капитальный ремонт)	Сроки проведения работ (число, месяц, год)		Выявленные дефекты	Дата устранения дефектов (число, месяц, год)	Должность, инициалы, фамилия, личная подпись	
	по графику	фактически			исполнитель	проверяющий
1	2	3	4	5	6	7

Приложение 8
(рекомендуемое)

Акт гидравлического испытания соединительных рукавов

Наименование объекта, адрес_____

Срок хранения:
3 года

Акт гидравлического испытания соединительных рукавов

«___»_____20___г.

Мы, нижеподписавшиеся_____
(должность, инициалы, фамилия)

составили настоящий акт в том, что произведено гидравлическое испытание соединительных рукавов.

Номинальный диаметр рукава, DN, мм	Место установки и номер по технологической схеме	Испытательное давление, МПа	Выявленные дефекты	Результаты испытаний			Должность, инициалы, фамилия, личная подпись исполнителя
				годен к работе	отбракован		
					не годен	причина	
1	2	3	4	5	6	7	8
Примечание — Данная форма разработана для ГНС, ГНП, АГЗС.							

Приложение 9
(рекомендуемое)

Журнал проверки и гидравлического испытания соединительных рукавов

Наименование объекта, адрес_____

Срок хранения:
постоянно

Журнал проверки и гидравлического испытания соединительных рукавов

Начат «___»_____20___г.

Окончен «___»_____20___г.

Количество листов_____

Место установки рукава по технологической схеме	Тип, год изготовления, номер (заводской)	Номинальный диаметр DN, мм	Сроки проверки (число, месяц, год)		Давление испытания, МПа	Результаты проверки			Должность, инициалы, фамилия, личная подпись	
			по графику	фактически		годен к работе	отбракован		исполнитель	проверяющий
							не годен	причина отбраковки		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Примечание — Данная форма разработана для ГНС, ГНП, АГЗС.										

Приложение 10
(рекомендуемое)

Журнал настройки и испытаний предохранительных клапанов

Наименование объекта, адрес_____

Срок хранения:
постоянно

Журнал настройки и испытаний предохранительных клапанов

Начат «___»_____20___г.

Окончен «___»_____20___г.

Количество листов_____

Место установки и номер клапана по технологической схеме	Тип, номер (заводской)	Номинальный диаметр DN, мм, давление срабатывания, МПа	Сроки проверки (число, месяц, год)		Испытательное давление, МПа	Результаты проверки			Номер акта о проверке	Дата следующей проверки	Должность, инициалы, фамилия, личная подпись		Отметки о пломбировании клапана (число, месяц, год)
			по графику	фактически		годен к работе	отбракован				исполнитель	проверяющий	
							не годен	причина отбраковки					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Примечание — Данная форма разработана для всех объектов, кроме индивидуальных баллонных установок.													

Приложение 11
(рекомендуемое)

Акт о проведении дегазации

Акт о проведении дегазации

_____
(наименование технических устройств)

Адрес объекта _____

Наименование объекта _____

Комиссия, назначенная _____
(наименование ГРО (эксплуатационной организации))

решением от «___»_____20___г. приказ №____

в составе:

- председателя — представителя ГРО (эксплуатационной организации) _____

_____
(должность, инициалы, фамилия)

- членов комиссии — представителей пусконаладочной организации _____

_____
(должность, инициалы, фамилия)

УСТАНОВИЛА

на_____
(наименование технических устройств)

проведена дегазация_____
(указать наименование среды дегазации)

По результатам продувки, выполненной «___»_____20___г., в течение_____ч давлением_____МПа, содержание не превышает (указать допустимое содержание среды, используемой для продувки, в продувочном газе).

РЕШЕНИЕ КОМИССИИ

_____
(наименование технических устройств)

_____

готовы (не готовы) к проведению ремонтных работ.
(ненужное зачеркнуть)

Председатель комиссии _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

Члены комиссии _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

_____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

_____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

Приложение 12
(рекомендуемое)

Эксплуатационный журнал газопроводов

Наименование объекта, адрес_____

Срок хранения:
постоянно

Эксплуатационный журнал газопроводов
№ ____

Начат «___»_____20___г.

Окончен «___»_____20___г.

Количество листов_____

Дата проведения технического обслуживания (ТО-1, ТО-2, ТО-3, ТО-4), осмотра/обхода	Инициалы, фамилия ответственного исполнителя	Выявлена загазованность колодцев, шт.		Выявлено утечек газа из соединений газопроводов		Личная подпись ответственного исполнителя
		проверено, шт.	выявлено, шт.	проверено, шт.	выявлено утечек, шт.	
1	2	3	4	5	6	7

Дата проведения технического обслуживания (ТО-1, ТО-2, ТО-3, ТО-4, ТО-5), текущего/ капитального ремонта	Характеристика газопровода		Выполненные работы по техническому обслуживанию (ТО-1, ТО-2, ТО-3, ТО-4, ТО-5, текущему/капитальному ремонту	Инициалы, фамилия, должность, личная подпись ответственного исполнителя
	место проведения работ	подземный (полиэтилен, сталь), надземный, внутренний		
1	2	3	4	5

Сведения о техническом обслуживании и ремонте запорной арматуры

Наименование работ (техническое обслуживание (ТО-2), ремонт)	Тип, год изготовления, заводской номер	Место установки и номер запорной арматуры по технологической схеме	Номинальный диаметр DN, мм, номинальное давление PN, МПа	Сроки проведения работ (число, месяц, год)		Выявленные дефекты	Дата устранения дефектов (число, месяц, год)	Должность, инициалы, фамилия, личная подпись	
				по графику	фактически			исполнитель	проверяющий
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Журнал пронумерован, прошнурован и скреплен печатью: _____ листов

_____ _____ _____

должность личная подпись инициалы, фамилия

Примечание — Журнал должен заполняться отдельно для каждого отделения, цеха, участка, трассы.

Приложение 13
(обязательное)

Эксплуатационный паспорт газопровода

Наименование объекта, адрес _____

Срок хранения:
постоянно

Эксплуатационный паспорт газопровода

Эксплуатационная организация (владелец) _____

Место прокладки _____

Назначение газопровода _____

Протяженность _____ м, давление расчетное _____ МПа, давление рабочее _____МПа

Проект № _____ от /__/_____/ 20_ г., разработан _____

Проект ЭХЗ № _____ от /__/_____/ 20_ г., разработан _____

Дата ввода газопровода в эксплуатацию /__/_____/ 20_ г.

Сведения о газопроводе

Способ прокладки газопровода (подземный, надземный)	_____ на участке от ____ до ____ длиной ____ м
	_____ на участке от ____ до ____ длиной ____ м
	_____ на участке от ____ до ____ длиной ____ м
	_____ на участке от ____ до ____ длиной ____ м
Диаметр и толщина стенки труб газопровода	_____ на участке от ____ до ____ длиной ____ м
	_____ на участке от ____ до ____ длиной ____ м
	_____ на участке от ____ до ____ длиной ____ м
	_____ на участке от ____ до ____ длиной ____ м
	_____ на участке от ____ до ____ длиной ____ м
	_____ на участке от ____ до ____ длиной ____ м
Дата завершения строительства	/ ___ / ___ / 20__ г. на участке от __до ___ длиной ____ м
	/ ___ / ___ / 20__ г. на участке от __до ___ длиной ____ м
	/ ___ / ___ / 20__ г. на участке от __до ___ длиной ____ м
	/ ___ / ___ / 20__ г. на участке от __до ___ длиной ____ м
Дата пуска ЭХЗ	/ ___ / ___ / 20__ г. на участке от __до ___ длиной ____ м
	/ ___ / ___ / 20__ г. на участке от __до ___ длиной ____ м
	/ ___ / ___ / 20__ г. на участке от __до ___ длиной ____ м

Технические устройства, установленные на газопроводе

Участок газопровода (пикет)	Назначение	Тип установки	Наименование (марка)	Условный проход	Материал основных элементов	Нормативный документ (ГОСТ, ГОСТ Р, ТУ)	Дата установки
1	2	3	4	5	6	7	8

Примечания

1 В графе «Тип установки» указать: «в колодце», «в помещении», «надземно», «подземно».

2 В графе «Дата установки» в случае, если техническое устройство было заменено, указать дату замены.

Пересечение и параллельная прокладка с искусственными преградами и коммуникациями

Наименование пересекаемой или параллельной коммуникации	Расположение по карте-схеме (пикет)		Глубина заложения (от уровня земли), м		Условия прокладки	Характеристика преграды, коммуникации	
	от	до	газопровода	пересекающей (параллельной) коммуникации, преграды		дата и номер проекта	начало и окончание работ
1	2	3	4	5	6	7	8

Примечания

1 В графе «Расположение по карте-схеме» в случае пересечения с коммуникацией заполняется только столбец «до», в случае параллельной прокладки — столбцы «от» и «до».

2 В графе «Условия прокладки» указать: в футляре, кожухе, на опорах и т.д.

Характеристики стальных труб

Участок газопровода (пикет)		Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Нормативный документ на трубы	Марка стали	Дата и место выпуска	Номер сертификата качества	Химический состав, %					Механические свойства			
от	до							C	Mn	Si	P	S	$\sigma_в$, МПа	$\sigma_т$, МПа	δ, %	KCU, Дж/см^2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

Примечания

1 В графе «Участок газопровода» для ответвления заполняется только столбец «от».

2 В графах «Химический состав» и «Механические свойства» указать реально измеренные в базовом шурфе значения; место шурфа отмечается записью в графе «Участок газопровода», столбец «до».

Характеристики полиэтиленовых труб

Участок газопровода (пикет)		Наружный диаметр труб, мм	Стандартное размерное отношение (SDR)	Нормативный документ на трубы	Марка полиэтилена	Дата и место выпуска	Номер сертификата качества
от	до						
1	2	3	4	5	6	7	8

Характеристики грунта на уровне заложения

Участок газопровода (пикет)		Класс и разновидность грунта по ГОСТ 25100	Максимальная и минимальная глубина заложения, м	Удельное сопротивление грунта, Ом·м	Источник аномалий	Особые условия
от	до					
1	2	3	4	5	6	7

Примечания

1 В графе «Класс и разновидность грунта по ГОСТ 25100» в случае, если грунт подстилающего слоя отличается от основного грунта трассы, следует указать и его характеристики.

2 В графе «Источник аномалий» указать характер их возникновения: электрифицированный транспорт, подъем грунтовых вод, сезонное промерзание, сейсмическая активность, подрабатываемая территория.

3 В графе «Особые условия» указать величину блуждающих токов, максимальный прогнозируемый уровень грунтовых вод, глубину промерзания, степень пучинистости (просадочности, набухаемости).

Характеристика защитного покрытия

Участок газопровода (пикет)		Протяженность, м	Место изоляции	Тип, структура и материалы	Общая толщина, мм	Переходное сопротивление, Ом·м^2	Адгезия к трубе, МПа	Прочность при ударе, Дж	Отсутствие пробоя при испытательном напряжении, кВ
от	до								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Примечания

1 В графе «Тип, структура и материалы» указать послойно использованные материалы.

2 Если при заполнении таблицы показатели адгезии и прочности при ударе будут иметь другую размерность, то ее указать особо.

3 В графе «Место изоляции» указать стыковой шов или металл трубы.

4 Для базового шурфа указать реально измеренные значения.

Характеристика электрохимической защиты

Дата измерения величины защитного потенциала	Тип и марка средства ЭХЗ	Место расположения по карте-схеме (ПК)		Контрольно-измерительный пункт КИП, номер	Величина защитного потенциала, В	
		средство ЭХЗ	точки измерения		поляризационный	суммарный
1	2	3	4	5	6	7

Примечание — При вводе средств ЭХЗ (протекторов) в графе «Дата измерения величины защитного потенциала» эта дата отмечается обязательно.

Сведения о проведенных ремонтах

Дата	Место расположения по карте-схеме (пикет)	Вид повреждения	Описание выполненных ремонтных работ
1	2	3	4

Сведения о работах по консервации (расконсервации) и ликвидации

Дата	Место расположения консервируемого или утилизируемого участка газопровода по карте-схеме (пикет)	Вид работ	Описание выполненных работ
1	2	3	4

Результаты технического диагностирования

Дата проведения	Выявленные дефекты	Предельный срок дальнейшей эксплуатации (остаточный ресурс (срок службы))	Рекомендации по обеспечению безопасной эксплуатации до наступления предельного состояния (остаточного ресурса (срока службы))
1	2	3	4

Паспорт составил _____ _____ _____ «_____» _____ 20__ г.

должность личная подпись инициалы, фамилия

Приложение 14
(рекомендуемое)

Журнал технического обслуживания наполнительных (сливных) колонок

Наименование объекта, адрес_____

Срок хранения:
постоянно

Журнал технического обслуживания и ремонта наполнительных (сливных) колонок

Начат «___»_____20___г.

Окончен «___»_____20___г.

Количество листов_____

Наименование работ (ТО-1, ТО-2)	Сроки проведения работ (число, месяц, год)		Выявленные дефекты	Дата устранения дефектов (число, месяц, год)	Должность, инициалы, фамилия, личная подпись	
	по графику	фактически			исполнитель	проверяющий
1	2	3	4	5	6	7

Приложение 15
(рекомендуемое)

Журнал технического обслуживания и ремонта заправочных колонок

Наименование объекта, адрес_____

Срок хранения:
постоянно

Журнал технического обслуживания и ремонта заправочных колонок

Начат «___»_____20___г.

Окончен «___»_____20___г.

Количество листов_____

Наименование работ (ТО-1, ТО-2, ТО-3/текущий ремонт, капитальный ремонт)	Сроки проведения работ (число, месяц, год)		Выявленные дефекты	Дата устранения дефектов (число, месяц, год)	Должность, инициалы, фамилия, личная подпись	
	по графику	фактически			исполнитель	проверяющий
1	2	3	4	5	6	7

Приложение 16
(рекомендуемое)

Журнал технического обслуживания и ремонта баллонных установок

Наименование объекта, адрес_____

Срок хранения:
постоянно

Журнал технического обслуживания и ремонта баллонных установок

Начат «___»_____20___г.

Окончен «___»_____20___г.

Количество листов_____

Наименование работ	Сроки проведения работ (число, месяц, год)		Выявленные дефекты	Дата устранения дефектов (число, месяц, год)	Давление газа после регулятора, кПа	Предел настройки срабатывания предохранительных клапанов, кПа	Должность, инициалы, фамилия, личная подпись	
	по графику	фактически					исполнитель	проверяющий
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Приложение 17
(рекомендуемое)

Журнал учета технического освидетельствования и ремонта баллонов сжиженных углеводородных газов

Наименование объекта, адрес_____

Срок хранения:
постоянно

Журнал учета технического освидетельствования и ремонта баллонов СУГ

Начат «___»_____20___г.

Окончен «___»_____20___г.

Количество листов_____

Дата освидетельствования баллонов	Заводской номер баллона, вместимость, л, год выпуска	Юридическое или индивидуальное лицо, владелец баллона	Испытательное давление, МПа	Отметка о пригодности баллонов	Должность, инициалы, фамилия, личная подпись лица, производившего освидетельствование баллонов
1	2	3	4	5	6

Приложение 18
(рекомендуемое)

Журнал технического обслуживания и ремонта электрооборудования

Наименование объекта, адрес_____

Срок хранения
постоянно:

Журнал технического обслуживания и ремонта электрооборудования

_____
(наименование отделения, участка, трассы)

Начат «___»_____20___г.

Окончен «___»_____20___г.

Количество листов_____

Наименование работ (техническое обслуживание (ТО-1, ТО-2), ремонт)	Наименование электрооборудования, порядковый номер	Место установки	Сроки проведения работ (число, месяц, год)		Выявленные дефекты	Дата устранения дефектов (число, месяц, год)	Должность, инициалы, фамилия, личная подпись	
			по графику	фактически			исполнитель	проверяющий
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Примечание — Журнал должен заполняться отдельно для каждого отделения, цеха, участка, трассы.								

Приложение 19
(рекомендуемое)

Журнал учета и проверки газоанализаторов и сигнализаторов

Наименование объекта, адрес_____

Срок хранения:
постоянно

Журнал учета и проверки газоанализаторов и сигнализаторов

Начат «___»_____20___г.

Окончен «___»_____20___г.

Количество листов_____

Вид работ (поверка, проверка контрольными газовыми смесями, проверка на работоспособность)	Марка, тип, год изготовления, заводской номер, номер по технологической схеме	Дата начала проведения работ (число, месяц, год)	Результаты проведенных работ	Дата окончания проведения работ (число, месяц, год)	Примечание	Должность, инициалы, фамилия, личная подпись	
						исполнитель	проверяющий
1	2	3	4	5	6	7	8

Приложение 20
(рекомендуемое)

Журнал технического обслуживания и ремонта средств измерений и средств автоматизации

Наименование объекта, адрес_____

Срок хранения:
постоянно

Журнал технического обслуживания и ремонта СИ и средств автоматизации

Начат «___»_____20___г.

Окончен «___»_____20___г.

Количество листов_____

Наименование работ (техническое обслуживание (ТО-1, ТО-2), ремонт)	Наименование, место установки и номер СИ по технологической схеме	Регистрационный или заводской № СИ и его тип, год изготовления	Сроки проведения (число, месяц, год)		Выявленные дефекты	Дата устранения дефектов	Должность, инициалы, фамилия, личная подпись	
			по графику	фактически			исполнитель	проверяющий
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Примечание — Данная форма разработана для всех объектов СУГ, кроме индивидуальных баллонных установок.								

Приложение 21
(рекомендуемое)

Журнал проверки манометров

Наименование объекта, адрес_____

Срок хранения:
постоянно

Журнал проверки манометров

Начат «___»_____20___г.

Окончен «___»_____20___г.

Количество листов_____

Место установки и номер манометра по технологической схеме	Тип, номер (заводской)	Класс точности манометров, год изготовления	Класс точности контрольного манометра	Сроки проверки (число, месяц, год)		Испытательное давление, МПа	Показания манометров, МПа		Результаты проверки манометра			Номер акта о проверке	Дата следующей проверки (число, месяц, год)	Должность, инициалы, фамилия, личная подпись	
										отбракован					
				по графику	фактически		контрольного	испытуемого	годен к работе	не годен	причина отбраковки			исполнитель	проверяющий
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

Примечание — Данная форма разработана для всех объектов СУГ, кроме индивидуальных баллонных установок.

Приложение 22
(рекомендуемое)

Акт шурфового обследования подземного резервуара

Акт шурфового обследования подземного резервуара №_____

от «_____» _____20___ г.

1 Наименование резервуара _____

2 Адрес расположения шурфа _____

3 Длина шурфа, м _____

4 Координаты шурфа по GPS (WGS 84) _____

5 Основание для проведения обследования _____
(дефект изоляции, утечка и т. д.)

6 Характеристика резервуара:

Разрешенное рабочее давление _____МПа

Тип, вместимость, количество резервуаров _____

Основные размеры элементов резервуара (диаметр, высота) _____

глубина заложения (от верхней образующей резервуара до поверхности земли), м _____

год строительства _____

7 Состояние изоляционного покрытия:

конструкция _____
(нормального типа, усиленного типа)

материал _____
(полимерное, ленточное полимерно-битумное, мастичное и т. д.)

толщина (из паспорта резервуара), мм _____

толщина (фактическая), мм _____

адгезия (из паспорта резервуара), Н/см^2, МПа _____

адгезия (фактическая), Н/см^2, МПа _____

наличие повреждений _____
(гофры, складки, пустоты, механические и т. д.)

сквозные повреждения _____
(нет/ориентир по часовой шкале от 12:00 до 24:00)

площадь сквозных повреждений, см^2 _____

переходное электрическое сопротивление, Ом/м^2 _____

наружная обертка и ее состояние _____
(нет /материал, удовлетворительное, неудовлетворительное)

наличие влаги под изоляцией _____

8 Состояние наружной поверхности резервуара:

наличие ржавчины на трубе под изоляцией, в местах отсутствия или повреждения изоляции

_____

характер ржавчины _____
(цвет, бугристая, сплошная, легко или трудно отделяемая от трубы)

наличие сквозных или несквозных язв _____
(ориентир по часовой шкале от 12:00 до 24:00, примерное число на 1 дм^2)

размеры язв, мм _____
(диаметр, глубина)

9 Характеристика грунта:

тип _____
(глина, песок, суглинок, торф, известняк, чернозем, гравий, щебень и т. д.)

состояние грунта _____

наличие грунтовой воды _____

наличие загрязнений _____

10 Результаты коррозионных исследований:

коррозионная агрессивность грунта _____

удельное электрическое сопротивление, Ом · м _____

средняя плотность катодного тока, А/м^2 _____

биокоррозионная агрессивность грунта _____

наличие опасного действия блуждающих постоянного и переменного токов _____

11 Источники блуждающих токов в районе обследуемого резервуара _____

_____

12 Тип установки ЭХЗ _____ порядковый № _____
(катодная, протекторная)

13 Дата ввода в эксплуатацию _____

14 Суммарное время простоя до обнаружения повреждения _____

15 Потенциал резервуара:

при включенной ЭХЗ, В _____

при отключенной ЭХЗ, В _____

16 Заключение о предполагаемых причинах коррозии _____

_____

17 Предлагаемые противокоррозионные мероприятия _____

18 Схема шурфа

_____	_____	_____	«_____» _____ 20__ г.
должность	личная подпись	инициалы, фамилия	

_____	_____	_____	«_____» _____ 20__ г.
должность	личная подпись	инициалы, фамилия	

Приложение 23
(рекомендуемое)

Журнал технического обслуживания и ремонта сетей инженерно-технического обеспечения

Наименование объекта, адрес_____

Срок хранения:
постоянно

Журнал технического обслуживания и ремонта сетей инженерно-технического обеспечения
(газопровод, водопровод, канализация, теплосеть и др.)

Начат «___»_____20___г.

Окончен «___»_____20___г.

Количество листов_____

Наименование работ (ТО-1, ТО-4, текущий ремонт, капитальный ремонт)	Местоположение коммуникации	Характеристика сетей инженерно-технического обеспечения											Дата проведения работ (число, месяц, год)		Выявленные дефекты	Дата устранения дефектов	Должность, инициалы, фамилия, личная подпись	
		Дата ввода в эксплуатацию	Протяженность, м		Давление, МПа	Тип, конструкция защитного покрытия	Сооружения на трубопроводах						по графику	фактически			исполнитель	проверяющий
			надземные, с указанием диаметра DN	подземные, с указанием диаметра DN			запорная арматура	компенсаторы	колодцы	опоры	конденсатосборники	футляры						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Примечание — Форма заполняется отдельно для каждого вида коммуникаций.																		

Приложение 24
(рекомендуемое)

Журнал технического обслуживания и ремонта противопожарного оборудования и сооружений

Наименование объекта, адрес_____

Срок хранения:
постоянно

Журнал технического обслуживания и ремонта противопожарного оборудования и сооружений
(заборные устройства резервуаров и/или водоемов, насосы, пожарные гидранты, пожарные щиты и т. п.)

Начат «___»_____20___г.

Окончен «___»_____20___г.

Количество листов_____

Наименование работ (ТО-1, ТО-4, текущий ремонт, капитальный ремонт)	Наименование оборудования и сооружения и место установки	Дата проведения работ (число, месяц, год)		Выявленные дефекты	Дата устранения дефектов (число, месяц, год)	Должность, инициалы, фамилия, личная подпись	
		по графику	фактически			исполнитель	проверяющий
1	2	3	4	5	6	7	8

Приложение 25
(рекомендуемое)

Журнал технического обслуживания и ремонта вентиляционных систем

Наименование объекта, адрес_____

Срок хранения:
постоянно

Журнал технического обслуживания и ремонта вентиляционных систем

Начат «___»_____20___г.

Окончен «___»_____20___г.

Количество листов_____

Наименование работ (ТО-1, ТО-2, ТО-5/ ремонт)	Номер и наименование вентиляционной системы	Перечень помещений, обслуживаемых вентиляционной системой	Сроки проведения работ (число, месяц, год)		Выявленные дефекты	Дата устранения дефектов (число, месяц, год)	Должность, инициалы, фамилия, личная подпись	
			по графику	фактически			исполнитель	проверяющий
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Примечание — Данная форма разработана для ГНС, ГНП, АГЗС.								

Приложение 26
(рекомендуемое)

Журнал технического обслуживания и ремонта систем отопления

Наименование объекта, адрес_____

Срок хранения:
постоянно

Журнал технического обслуживания и ремонта систем отопления

Начат «___»_____20___г.

Окончен «___»_____20___г.

Количество листов_____

Наименование работ (ТО-1, ТО-3, ТО-4/ремонт)	Тип отопления	Сроки проведения работ (число, месяц, год)		Выявленные дефекты	Дата устранения дефектов (число, месяц, год)	Должность, инициалы, фамилия, личная подпись	
		по графику	фактически			исполнитель	проверяющий
1	2	3	4	5	6	7	8
Примечание — Данная форма разработана для ГНС, ГНП, АГЗС.							

Приложение 27
(рекомендуемое)

Журнал наблюдения за осадкой зданий и сооружений

Наименование объекта, адрес_____

Срок хранения:
5 лет

Журнал наблюдения за осадкой зданий и сооружений

Начат «___»_____20___г.

Окончен «___»_____20___г.

Количество листов_____

Наименование здания или сооружения	Отметки вертикальные здания в характерных точках по результатам наблюдений		Сроки проведения работ (число, месяц, год)		Должность, инициалы, фамилия, личная подпись исполнителя
	первоначально	по результатам наблюдений	по графику	фактически	
1	2	3	4	5	6
Примечание — Форма разработана для всех объектов.					

Приложение 28
(рекомендуемое)

Журнал технического обслуживания и ремонта зданий и сооружений

Наименование объекта, адрес_____

Срок хранения:
3 года

Журнал технического обслуживания и ремонта зданий и сооружений

Начат «___»_____20___г.

Окончен «___»_____20___г.

Количество листов_____

Наименование работ (ТО-2, ТО-4, ТО-5/ремонт)	Наименование здания или сооружения	Сроки проведения работ (число, месяц, год)		Замечания по состоянию проверяемого здания или сооружения	Выявленные дефекты	Дата устранения дефектов (число, месяц, год)	Должность, инициалы, фамилия, личная подпись	
		по графику	фактически				исполнитель	проверяющий
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Примечание — Журнал ведется отдельно для каждого здания и сооружения.								

Приложение 29
(обязательное)

Наряд-допуск на производство газоопасных работ

Наряд-допуск № ____
на производство газоопасных работ

«__»_____20__г.

Срок хранения:
3 мес

1 Наименование организации_____
(наименование объекта, службы, цеха)

_____

2 Должность, фамилия, имя, отчество лица, получившего наряд-допуск на выполнение газоопасных работ _____

_____

3 Место и характер работ _____

4 Состав бригады_____
(фамилия, имя, отчество (при наличии), должность, профессия)

_____
(фамилия, имя, отчество (при наличии), должность, профессия)

_____
(фамилия, имя, отчество (при наличии), должность, профессия)

Дата и время начала работ_____

Дата и время окончания работ _____

Технологическая последовательность основных операций при выполнении работ _____

_____
(перечисляется технологическая последовательность операций

_____
в соответствии с действующими инструкциями и технологическими картами)

_____

7 Работа разрешается при выполнении следующих основных мер безопасности

_____
(перечисляются основные меры безопасности, указываются инструкции,

_____
которыми следует руководствоваться)

8 Средства общей и индивидуальной защиты, которые обязана иметь бригада

_____
(фамилия, имя, отчество (при наличии), должность лица, проводившего проверку готовности

_____
средств индивидуальной защиты к выполнению работ и умению ими пользоваться,

_____
личная подпись)

9 Результаты анализа воздушной среды на содержание газа в закрытых помещениях и колодцах, проведенного перед началом ремонтных работ _____
(фамилия, имя, отчество (при наличии),

_____
должность лица, производившего замеры, личная подпись)

10 Наряд-допуск выдал _____
(фамилия, имя, отчество (при наличии), должность лица, выдавшего

_____
наряд-допуск, личная подпись)

11 С условиями работы ознакомлен, наряд-допуск получил _____
(фамилия, имя, отчество (при наличии),

_____
должность, личная подпись лица, получившего наряд-допуск)

12 Инструктаж состава бригады по проведению работ и мерам безопасности

№ п/п	Инициалы, фамилия	Должность, профессия	Расписка о прохождении инструктажа	Примечание
1	2	3	4	5

13 Изменения в составе бригады

№ п/п	Инициалы, фамилия лица, выведенного из состава бригады	Причина изменений	Дата, время	Инициалы, фамилия лица, введенного в состав бригады	Должность, профессия	Дата, время
1	2	3	4	5	6	7

14 Инструктаж нового состава бригады по завершению работ и мерам безопасности

№ п/п	Инициалы, фамилия	Должность	Расписка о получении инструктажа	Примечание
1	2	3	4	5

15 Продление наряда-допуска

Дата и время		Инициалы, фамилия и должность лица, продлившего наряд-допуск	Личная подпись	Инициалы, фамилия и должность руководителя работ	Личная подпись
начала работы	окончания работы				
1	2	3	4	5	6

16 Заключение руководителя по окончании газоопасных работ _____

(перечень работ,

_____

выполненных на объекте, особые замечания, личная подпись руководителя работ,

_____

время и дата закрытия наряда-допуска)

Приложение 30
(рекомендуемое)

Журнал регистрации нарядов-допусков на производство газоопасных работ

_____
(наименование эксплуатационной организации, службы, цеха)

Срок хранения:
5 лет

Журнал регистрации нарядов-допусков на производство газоопасных работ

Том №_____

С № _____ по № _____

Начат «___»_____20___г.

Окончен «___»_____20___г.

Всего листов_____

Номер наряда-допуска	Дата и время выдачи наряда-допуска	Инициалы, фамилия, должность, подпись выдавшего наряд-допуск	Инициалы, фамилия, должность, подпись получившего наряд-допуск	Адресат проведения работ	Характер работ	Дата и время возвращения наряда-допуска, отметка о выполнении работ лицом, принявшим наряд-допуск
1	2	3	4	5	6	7
Примечание — Данная форма разработана для всех объектов, использующих СУГ.						

Журнал пронумерован, прошнурован и скреплен печатью: _____ листов

_____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

Приложение 31
(обязательное)

Наряд-допуск на выполнение огневых работ

Наряд-допуск №___на выполнение огневых работ

«___»_____20___г.

Срок хранения:
1 год

1 Наименование организации_____
(наименование объекта, службы, цеха)

_____

2 Выдан (кому)_____
(должность руководителя работ, ответственного за проведение работ,

_____
фамилия, имя, отчество (при наличии), дата)

3 На выполнение работ _____
(указывается характер и содержание работы)

_____

4 Место проведения работ _____
(отделение, участок, установка, аппарат, помещение)

5 Состав исполнителей работ

№ п/п	Инициалы, фамилия	Должность, профессия	Инструктаж о мерах пожарной безопасности получил		Инструктаж о мерах пожарной безопасности провел (подпись руководителя работ)
			подпись	дата	
1	2	3	4	5	6

6 Планируемое время проведения работ:

Начало _____ время_____ дата

Окончание _____ время_____ дата

7 Меры по обеспечению пожарной безопасности места (мест) проведения работ_____

_____
(указываются организационные и технические меры пожарной безопасности,

_____
осуществляемые при подготовке места проведения работ)

8 Наряд-допуск выдан_____
(должность и фамилия, имя, отчество (при наличии) лица, выдавшего наряд-допуск,

_____
подпись, дата)

Наряд-допуск получен_____
(подпись руководителя работ, дата)

Согласовано_____
(название службы, должность и фамилия, имя, отчество (при наличии)

со службами объекта, на котором будут производиться огневые работы _____
ответственного лица, подпись, дата)

9 Место проведения работ подготовлено:

Руководитель работ_____
(подпись, дата, время)

Возможность производства работ согласована (в соответствии с пунктом 8)

(подпись ответственного лица службы объекта, на котором проводится работа, дата, время)

10 Ежедневный допуск к работе и время ее окончания

Рабочее место подготовлено, исполнители допущены к работе			Работа закончена, исполнители удалены с рабочего места	
дата, время	подпись руководителя работ	подпись ответственного лица службы объекта, на котором проводится работа (в соответствии с пунктом 8)	дата, время	подпись руководителя работ
1	2	3	4	5

11 Продление наряда-допуска согласовано (в соответствии с пунктом 8)

(название службы, должность ответственного,

фамилия, имя, отчество (при наличии), подпись, дата)

12 Изменение состава бригады исполнителей

Введен в состав бригады					Выведен из состава бригады			Руководитель работ (подпись)
инициалы, фамилия	с условиями работы ознакомлен, проинструктирован (подпись)	квалификация, разряд	выполняемая функция	дата, время	инициалы, фамилия	дата, время	выполняемая функция	
1	2	3	4	5	6	7	8	9

13 Работа выполнена в полном объеме, рабочие места приведены в порядок, инструмент и материалы убраны, люди выведены, наряд-допуск закрыт

(руководитель работ, подпись, дата, время)

(начальник смены (старший по смене) по месту проведения работ,

фамилия, имя, отчество (при наличии), подпись, дата, время)

Приложение 32
(рекомендуемое)

Журнал регистрации нарядов-допусков на проведение огневых работ

_____
(наименование эксплуатационной организации, службы, цеха)

Срок хранения:
5 лет

Журнал регистрации нарядов-допусков на проведение огневых работ

Том №_____

С № _____ по № _____

Начат «___»_____20___г.

Окончен «___»_____20___г.

Всего листов_____

Номер наряда-допуска	Дата и время выдачи наряда-допуска	Инициалы, фамилия, должность, подпись выдавшего наряд-допуск	Инициалы, фамилия, должность, подпись получившего наряд-допуск	Адрес места проведения работ	Характер работ	Дата и время возвращения наряда-допуска, отметка о выполнении работ лицом, принявшим наряд-допуск
1	2	3	4	5	6	7
Примечание — Данная форма разработана для всех объектов, использующих СУГ						

Журнал пронумерован, прошнурован и скреплен печатью: _____ листов

_____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

Приложение 33
(рекомендуемое)

Журнал учета газоопасных работ, выполняемых без наряда-допуска

_____
(наименование эксплуатационной организации, службы, цеха)

Срок хранения:
5 лет

Журнал учета газоопасных работ, выполняемых без наряда-допуска

Том №_____

С № _____ по № _____

Начат «___»_____20___г.

Окончен «___»_____20___г.

Всего листов_____

№ п/п	Дата производства работ	Дата и время начала работ	Дата и время окончания работ	Адрес места проведения работ	Характер работ	Номера производственных инструкций, инструкций по охране труда, пожарной безопасности	Инициалы, фамилия должность, личная подпись лица, выдавшего задание	Состав бригады (инициалы, фамилия)	Личные подписи членов бригады в получении задания	Инициалы, фамилия, должность, личная подпись лица, ответственного за выполнение задания	Отметка лица, ответственного за выполнение задания, личная подпись
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Журнал пронумерован, прошнурован и скреплен печатью: _____ листов

_____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

Приложение 34
(рекомендуемое)

Специальный план организации и производства газоопасных работ

_____
(наименование организации)

_____

Срок хранения:
постоянно

УТВЕРЖДАЮ
технический руководитель организации
_____/_____
«___»_____20___г.

Специальный план
организации и производства газоопасных работ

На выполнение работ _____
(характер работы)

На объекте СУГ _____
(местоположение или адрес)

Получены наряды-допуски на производство газоопасных (огневых) работ под № _____

По прибытии к месту производства работ руководитель проверяет наличие и исправность у членов бригады инструмента, материалов, средств индивидуальной и коллективной защиты.

При производстве работ будут использованы следующие инструменты, материалы, приборы, транспортные средства

_____
(указать наименование и количество)

_____

_____

_____

Сведения о необходимости изменения режимов давления СУГ на объектах СУГ

_____

_____

_____

Технологическая последовательность выполнения работ	Инициалы, фамилия и должность лица, ответственного за выполнение отдельных операций
Подготовительные работы	
Работа производится в следующей последовательности:	
Мероприятия, обеспечивающие безопасность работ	

Приложение: ситуационный план (план трассы) или копия исполнительной документации (при выполнении работ на подземных газопроводах).

С планом ознакомлены:

Руководитель работы по наряду-допуску № ____

_____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

Руководитель работы по наряду-допуску № __

_____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

Ответственный за координацию газоопасных работ

_____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

Приложение 35
(рекомендуемое)

Журнал проверки и испытания средств индивидуальной защиты

Наименование объекта, адрес_____

Срок хранения:
3 года

Журнал проверки и испытания средств индивидуальной защиты

Начат «___»_____20___г.

Окончен «___»_____20___г.

Количество листов_____

Наименование средств защиты	Дата проверки или испытания (число, месяц, год)		Результаты внешнего осмотра			Результаты испытаний		Выводы по результатам испытаний и проверки	Должность, инициалы, фамилия, личная подпись	
	по графику	факти-чески	противогазов и респираторов	спасательной веревки	спасательного пояса	противогазов на герметичность	спасательной веревки, спасательного пояса с карабином на прочность		исполнитель	проверяющий
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Приложение 36
(рекомендуемое)

Журнал проверки на загазованность помещений зданий и колодцев объекта

Наименование объекта, адрес_____

Срок хранения:
1 год

Журнал проверки на загазованность помещений зданий и колодцев объекта

Начат «___»_____20___г.

Окончен «___»_____20___г.

Количество листов_____

Наименование здания, помещения	Номер колодца по схеме системы ВК	Сроки проверки (число, месяц, год)		Концентрация СУГ в замеряемых точках помещения, %			Количество замеров согласно схеме	Концентрация СУГ в замеряемых колодцах, %			Выводы о возможности эксплуатации помещений и колодцев	Должность, инициалы, фамилия, личная подпись исполнителя
		по графику	факти-чески	номера точек по схеме				номера колодцев по схеме				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Примечания

1 Данная форма разработана для всех объектов, использующих СУГ.

2 При проведении замеров в колодце с двойной крышкой следует после проведения замеров точно восстановить проектное положение крышек колодца.

3 Номера точек указаны на схеме сооружения (приложение обязательно).

Приложение 37
(рекомендуемое)

Журнал учета установки заглушек

Наименование объекта, адрес_____

Срок хранения:
1 год

Журнал учета установки заглушек

Начат «___»_____20___г.

Окончен «___»_____20___г.

Количество листов_____

Техническое устройство, диаметр заглушки, конструкция (плоская, сферическая, с хвостовиком)	Дата, время		Должность, инициалы, фамилия, личная подпись лица	
	установки	снятия	установившего заглушку	снявшего заглушку
1	2	3	4	5

Приложение 38
(рекомендуемое)

Примерный план локализации и ликвидации аварий в процессе эксплуатации объектов сжиженных углеводородных газов

38.1 Локализация и ликвидация аварии по заявке: «Запах газа у резервуарной установки»

38.1.1 Возможные причины аварии — разрыв сварного шва резервуара, газопровода, сквозные коррозионные повреждения резервуара, газопровода, разгерметизация разъемных соединений на резервуаре, газопроводе, технических устройствах, срабатывание предохранительной арматуры и т.п.

38.1.2 Последовательность проведения работ по локализации и ликвидации аварии

38.1.2.1 Прием аварийной заявки диспетчером и инструктаж заявителя по принятию мер безопасности до прибытия аварийной бригады согласно Памятке по инструктажу.

38.1.2.2 Регистрация аварийной заявки и оформление заявки аварийной бригаде на ликвидацию аварии или передача содержания заявки аварийной бригаде посредством радиотелефонной связи.

38.1.2.3 Краткий инструктаж состава аварийной бригады по особенностям объекта газификации, порядку выполнения газоопасных работ на резервуарной установке, подготовка необходимой документации, выезд на место аварии.

38.1.2.4 Установка предупредительных знаков и принятие мер по предотвращению возникновения открытого огня и присутствия посторонних (не участвующих в работах по локализации и ликвидации аварии) людей на загазованной территории, предотвращению проезда автотранспорта.

38.1.2.5 Поиск места утечки газа приборным методом у резервуарной установки и на газопроводах.

38.1.2.6 Перекрытие запорной арматуры с целью локализации аварии на поврежденном резервуаре или участке газопровода.

38.1.2.7 Предупреждение (при необходимости) потребителей об отключении подачи газа и принятие мер безопасности.

38.1.2.8 Проверка на загазованность приборным методом колодцев подземных сооружений, подъездов, подвалов и подполья зданий в радиусе до 50 м от резервуарной установки.

В случае обнаружения загазованности — выявление фактической зоны распространения газа и вентиляция загазованных объектов.

38.1.2.9 Отрытие шурфа (при необходимости) на подземном резервуаре или газопроводе, а также траншеи на глубину заложения для предупреждения проникновения газа в подвальное помещение.

38.1.2.10 Перекачка/откачка газа из поврежденного резервуара (газопровода жидкой фазы) в другие резервуары установки или автоцистерну(ы) и при необходимости сжигание в факеле остатков паровой фазы СУГ.

38.1.2.11 Установка металлической заглушки у запорной арматуры со стороны резервуара с выявленным сквозным коррозионным повреждением.

38.1.2.12 Продувка отключенного участка инертным газом и анализ газовоздушной смеси с целью установления отсутствия взрывоопасной концентрации газа как в отключенном участке газопровода, так и в поврежденном резервуаре.

38.1.2.13 Устранение причины разгерметизации разъемных соединений, предохранительной арматуры и/или ее срабатывания.

38.1.2.14 Продувка системы инертным газом под давлением, не превышающим 0,3 МПа, с анализом газа с целью определения в нем процентного содержания кислорода.

38.1.2.15 Составление акта аварийно-диспетчерского обслуживания и/или оформление заявки и передача объекта для аварийно-восстановительных работ соответствующей службе ГРО или эксплуатационной организации.

38.1.2.16 Аварийно-восстановительные работы.

38.1.2.17 Восстановление подачи газа, настройка оборудования (при необходимости) на заданный режим и проверка рабочих характеристик.

38.1.2.18 Оповещение (при необходимости) потребителей о восстановлении газоснабжения.

38.1.3 Действия диспетчера

38.1.3.1 Принимает заявку и инструктирует заявителя о мерах безопасности согласно Памятке по инструктажу.

38.1.3.2 Регистрирует поступившую аварийную заявку и ее содержание в журнале.

38.1.3.3 Оформляет заявку аварийной бригаде на ликвидацию аварии.

38.1.3.4 Доводит до сведения аварийной бригады содержание заявки.

38.1.3.5 Подготавливает совместно с руководителем аварийной бригады исполнительную, техническую документацию, планшеты (в случае отсутствия в специальном автомобиле АДС) и передает их аварийной бригаде.

38.1.3.6 Поддерживает непрерывную связь с аварийной бригадой, уточняет характер аварии.

38.1.3.7 Докладывает об аварии, в том числе с использованием автоматизированной системы информирования, начальнику АДС, руководству ГРО или эксплуатационной организации, диспетчеру ЦДС, а также руководству служб городских организаций согласно плану взаимодействия с городскими/районными службами.

38.1.3.8 Дает указания руководителю аварийной бригады на отключение газа у потребителей и на отключение поврежденного резервуара с указанием номеров запорной арматуры.

38.1.3.9 Направляет по требованию руководителя аварийной бригады автоцистерну, оборудование, материалы и дополнительный рабочий персонал к месту аварии.

38.1.3.10 Запрашивает у руководителя аварийной бригады информацию о ходе работ по локализации/ликвидации аварии и передает ее в ЦДС.

38.1.3.11 Докладывает начальнику АДС, руководству эксплуатационной организации о локализации/ликвидации аварии и необходимости выполнения аварийно-восстановительных работ.

38.1.3.12 Оповещает (при необходимости) потребителей (кроме населения) о восстановлении газоснабжения.

38.1.4 Действия руководителя аварийной бригады

38.1.4.1 Получает от диспетчера аварийную заявку, исполнительную и техническую документацию, планшет на физическом носителе (в случае отсутствия в специальном автомобиле АДС) и указания о порядке отключения аварийной резервуарной установки. В случае невозможности заезда на базу АДС использует сертифицированное электронное устройство с заблаговременно загруженными в него планшетами.

38.1.4.2 Проверяет исправность газоанализатора/газоиндикатора и средств индивидуальной защиты.

38.1.4.3 Проводит краткий инструктаж с аварийной бригадой по особенностям объекта газификации, порядку выполнения газоопасных работ на аварийной резервуарной установке и в течение 5 мин выезжает с ней к месту аварии.

38.1.4.4 Знакомится с обстановкой по прибытии на место, организует установку предупредительных знаков, принимает меры по предотвращению возникновения открытого огня и присутствия посторонних (не участвующих в работах по локализации и ликвидации аварии) людей на загазованной территории, предотвращению проезда автотранспорта.

38.1.4.5 Организует поиск места утечки газа приборным методом у резервуарной установки и на газопроводах. Обеспечивает выполнение работы аварийной бригады в соответствии с 38.1.2.6—38.1.2.14, 38.1.2.17, 38.1.2.18.

38.1.4.6 Определяет качество выполненных работ.

38.1.4.7 Передает диспетчеру информацию о ходе работ по локализации/ликвидации аварии.

38.1.4.8 Запрашивает у диспетчера (при необходимости) автоцистерну, дополнительный рабочий персонал и материально-технические средства.

38.1.4.9 Вызывает через диспетчера (при необходимости) представителей городских/районных служб и организаций согласно плану взаимодействия.

38.1.4.10 Составляет акт аварийно-диспетчерского обслуживания и (при необходимости) оформляет и передает в соответствующую службу ГРО или эксплуатационной организации заявку на проведение аварийно-восстановительных работ.

38.1.5 Действия работника по аварийно-восстановительным и ремонтным работам в газовой отрасли

38.1.5.1 Знакомится с содержанием аварийной заявки.

38.1.5.2 Проверяет наличие газоанализатора/газоиндикатора, средств индивидуальной защиты.

38.1.5.3 Выезжает в течение 5 мин на место аварии в составе аварийной бригады.

38.1.5.4 Подготавливает необходимый инструмент, инвентарь, оборудование и механизмы к работе на месте аварии.

38.1.5.5 Участвует в поиске места утечки газа у резервуарной установки и на газопроводах.

38.1.5.6 Выполняет работы в соответствии с 38.1.2.6—38.1.2.14, 38.1.2.17, 38.1.2.18 по указанию руководителя аварийной бригады и незамедлительно докладывает ему об их выполнении.

38.1.5.7 Приводит в порядок и укладывает в специальный автомобиль АДС инструмент, инвентарь, оборудование и средства индивидуальной защиты по окончании работ.

38.1.6 Действия водителя-работника по аварийно-восстановительным и ремонтным работам в газовой отрасли

38.1.6.1 Выезжает в течение 5 мин с аварийной бригадой на место аварии, с учетом обеспечения прибытия к месту аварии не позднее 1 ч.

38.1.6.2 Поддерживает непрерывную связь с диспетчером по автомобильной рации.

38.1.6.3 Ставит по прибытии на место специальный автомобиль АДС не ближе 15 м от места расположения загазованного объекта с наветренной стороны в положение, обеспечивающее перекрытие проездов в загазованную зону и возможность наблюдения за перемещением посторонних (не участвующих в работах по локализации и ликвидации аварии) людей и автотранспорта, в ночное время — освещает фарами загазованную зону и обеспечивает освещение осветительными установками.

38.1.6.4 Устанавливает предупредительные знаки и выполняет работы в соответствии с 38.1.2.5—38.1.2.14, 38.1.2.17, 38.1.2.18 по указанию руководителя аварийной бригады и незамедлительно докладывает ему об их выполнении.

38.1.6.5 Передает по рации распоряжения диспетчера и сообщения руководителя аварийной бригады.

38.1.6.6 Доставляет аварийную бригаду с места аварии на базу АДС.

38.2 Локализация и ликвидация аварии по заявке: «Запах газа в квартире с индивидуальной газобаллонной установкой»

38.2.1 Возможные причины аварии — нарушение целостности сварного шва баллона или участка газопровода, разгерметизация разъемных соединений и т.п.

38.2.2 Последовательность проведения работ по локализации и ликвидации аварии

38.2.2.1 Прием аварийной заявки диспетчером и инструктаж заявителя по принятию мер безопасности до прибытия аварийной бригады согласно Памятке по инструктажу.

38.2.2.2 Регистрация аварийной заявки и оформление заявки аварийной бригаде на ликвидацию аварии или передача содержания заявки аварийной бригаде посредством радиотелефонной связи.

38.2.2.3 Краткий инструктаж состава аварийной бригады по особенностям объекта газификации, порядку выполнения газоопасных работ на объекте, подготовка необходимой документации, выезд на место аварии.

38.2.2.4 Установка предупредительных знаков и принятие мер по предотвращению возникновения открытого огня и присутствия посторонних (не участвующих в работах по локализации и ликвидации аварии) людей в загазованных помещениях, предотвращению проезда автотранспорта.

38.2.2.5 Определение приборным методом концентрации газа в квартире.

38.2.2.6 Вентиляция загазованных помещений квартиры.

38.2.2.7 Поиск места утечки газа приборным методом и/или с помощью пенообразующего раствора.

38.2.2.8 Перекрытие запорной арматуры с целью локализации аварии на поврежденном участке газопровода. В случае неисправности запорной арматуры удаление неисправного баллона из помещения для проведения работ.

38.2.2.9 Предупреждение (при необходимости) потребителей об отключении подачи газа и принятие мер безопасности.

38.2.2.10 Проверка на загазованность приборным методом подвального помещения, подъезда здания, а при наличии газа — всех подземных сооружений и коммуникаций в радиусе до 50 м от здания.

В случае обнаружения загазованности — выявление фактической зоны распространения газа и вентиляция загазованных объектов.

38.2.2.11 Устранение причины разгерметизации разъемных соединений. В случае невозможности устранения утечки — вынос индивидуальной баллонной установки на расстояние не менее 100 м от мест скопления людей, строений, линий электро- и телеграфных передач, колодцев, подвалов, непродуваемых углублений, способных накапливать газ, автомобильных и железнодорожных магистралей и стравливание остатка газа с наветренной стороны под постоянным контролем и проверкой на загазованность приборным методом в радиусе до 50 м. Обеспечить рассеивание газа с помощью вентиляционной установки. При необходимости обеспечить «водяную завесу». Транспортирование поврежденной индивидуальной газобаллонной установки с утечкой запрещена.

При неисправности баллона замена его на исправный.

38.2.2.12 Составление акта аварийно-диспетчерского обслуживания и/или оформление заявки и передача объекта для аварийно-восстановительных работ соответствующей службе ГРО или эксплуатационной организации.

38.2.2.13 Аварийно-восстановительные работы.

38.2.2.14 Восстановление подачи газа, настройка оборудования (при необходимости) на заданный режим и проверка рабочих характеристик.

38.2.2.15 Оповещение (при необходимости) потребителей о восстановлении газоснабжения.

38.2.3 Действия диспетчера

38.2.3.1 Принимает заявку и инструктирует заявителя о мерах безопасности согласно Памятке по инструктажу.

38.2.3.2 Регистрирует поступившую аварийную заявку и ее содержание в журнале.

38.2.3.3 Оформляет заявку аварийной бригаде на ликвидацию аварии.

38.2.3.4 Доводит до сведения аварийной бригады содержание заявки.

38.2.3.5 Подготавливает совместно с руководителем аварийной бригады исполнительную, техническую документацию, планшеты (в случае отсутствия в специальном автомобиле АДС) и передает их аварийной бригаде.

38.2.3.6 Поддерживает непрерывную связь с аварийной бригадой, уточняет характер аварии.

38.2.3.7 Докладывает об аварии, в том числе с использованием автоматизированной системы информирования, начальнику АДС, руководству эксплуатационной организации, диспетчеру ЦДС, а также руководству служб городских организаций об аварии согласно плану взаимодействия с городскими/районными службами.

38.2.3.8 Дает указания руководителю аварийной бригады на отключение газа у потребителей с указанием номеров запорной арматуры.

38.2.3.9 Направляет по требованию руководителя аварийной бригады оборудование, материалы и дополнительный рабочий персонал к месту аварии.

38.2.3.10 Запрашивает у руководителя аварийной бригады информацию о ходе работ по локализации/ликвидации аварии и передает ее в ЦДС.

38.2.3.11 Докладывает начальнику АДС, руководству ГРО или эксплуатационной организации о локализации/ликвидации аварии и необходимости выполнения аварийно-восстановительных работ.

38.2.3.12 Оповещает (при необходимости) потребителей (кроме населения) о восстановлении газоснабжения.

38.2.4 Действия руководителя аварийной бригады

38.2.4.1 Получает от диспетчера аварийную заявку, исполнительную и техническую документацию, планшет на физическом носителе (в случае отсутствия в специальном автомобиле АДС) и указания о порядке отключения аварийного объекта. В случае невозможности заезда на базу АДС использует сертифицированное электронное устройство с заблаговременно загруженными в него планшетами.

38.2.4.2 Проверяет исправность газоанализатора/газоиндикатора и средств индивидуальной защиты.

38.2.4.3 Проводит краткий инструктаж с аварийной бригадой по особенностям объекта газификации, порядку выполнения газоопасных работ на аварийном объекте и в течение 5 мин выезжает с ней к месту аварии.

38.2.4.4 Знакомится с обстановкой по прибытии на место, организует установку предупредительных знаков, принимает меры по предотвращению возникновения открытого огня и присутствия посторонних (не участвующих в работах по локализации и ликвидации аварии) людей в загазованных помещениях, предотвращению проезда автотранспорта.

38.2.4.5 Организует определение приборным методом концентрации газа в квартире. Обеспечивает выполнение работы аварийной бригады в соответствии с 38.2.2.6—38.2.2.11, 38.2.2.14, 38.2.2.15.

38.2.4.6 Определяет качество выполненных работ.

38.2.4.7 Передает диспетчеру информацию о ходе работ по локализации/ликвидации аварии.

38.2.4.8 Запрашивает у диспетчера (при необходимости) дополнительный рабочий персонал и материально-технические средства.

38.2.4.9 Вызывает через диспетчера (при необходимости) представителей городских/районных служб и организаций согласно плану взаимодействия.

38.2.4.10 Составляет акт аварийно-диспетчерского обслуживания и (при необходимости) оформляет и передает в соответствующую службу ГРО или эксплуатационной организации заявку на проведение аварийно-восстановительных работ.

38.2.5 Действия работника по аварийно-восстановительным и ремонтным работам в газовой отрасли

38.2.5.1 Знакомится с содержанием аварийной заявки.

38.2.5.2 Проверяет наличие газоанализатора/газоиндикатора, средств индивидуальной защиты.

38.2.5.3 Выезжает в течение 5 мин на место аварии в составе аварийной бригады.

38.2.5.4 Подготавливает необходимый инструмент, инвентарь, оборудование и механизмы к работе на месте аварии.

38.2.5.5 Определяет приборным методом концентрацию газа в квартире.

38.2.5.6 Выполняет работы в соответствии с 38.2.2.6—38.2.2.11, 38.2.2.14, 38.2.2.15 по указанию руководителя аварийной бригады и незамедлительно докладывает ему об их выполнении.

38.2.5.7 Приводит в порядок и укладывает в специальный автомобиль АДС инструмент, инвентарь, оборудование и средства индивидуальной защиты по окончании работ.

38.2.6 Действия водителя-работника по аварийно-восстановительным и ремонтным работам в газовой отрасли

38.2.6.1 Выезжает в течение 5 мин с аварийной бригадой на место аварии, с учетом обеспечения прибытия к месту аварии не позднее 1 ч.

38.2.6.2 Поддерживает непрерывную связь с диспетчером по автомобильной рации.

38.2.6.3 Ставит по прибытии на место специальный автомобиль АДС не ближе 15 м от места расположения загазованного объекта с наветренной стороны в положение, обеспечивающее перекрытие проездов в загазованную зону и возможность наблюдения за перемещением посторонних (не участвующих в работах по локализации и ликвидации аварии) людей и автотранспорта, в ночное время — освещает фарами загазованную зону и обеспечивает освещение осветительными установками.

38.2.6.4 Устанавливает предупредительные знаки и выполняет работы в соответствии с 38.2.2.6—38.2.2.11, 38.2.2.14, 38.2.2.15 по указанию руководителя аварийной бригады и незамедлительно докладывает ему об их выполнении.

38.2.6.5 Передает по рации распоряжения диспетчера и сообщения руководителя аварийной бригады.

38.2.6.6 Доставляет аварийную бригаду с места аварии на базу АДС.

38.3 Локализация и ликвидация аварии по заявке «Загазованность помещения котельной»

38.3.1 Возможные причины аварии — разрыв, свищ сварного шва, утечки СУГ из разъемных соединений, сальниковых уплотнений.

38.3.2 Последовательность проведения работ по локализации и ликвидации аварии

38.3.2.1 Объявление сигнала общей тревоги.

38.3.2.2 Оповещение (при необходимости) городских/районных служб согласно плану взаимодействия.

38.3.2.3 Краткий инструктаж исполнителей по порядку выполнения газоопасных работ на аварийном объекте.

38.3.2.4 Вентиляция помещений котельной. Вентиляция топки котла, слежение за уровнем воды в барабане по уровнемерному стеклу.

38.3.2.5 Выключение работающего оборудования (насосов).

38.3.2.6 Закрытие запорной арматуры на наружном газопроводе перед котельной, сброс газа из газопроводов внутри котельной через продувочные газопроводы («свечи») в атмосферу.

38.3.2.7 Отключение электрооборудования в котельной.

38.3.2.8 Выставление постов для охраны опасной зоны и принятие мер к эвакуации людей, не принимающих участия в ликвидации аварии, и автотранспорта (если эта зона не взрывоопасна). Приведение в готовность своих средств пожаротушения.

38.3.2.9 Проверка на загазованность приборным методом помещений котельной.

Проверка на загазованность приборным методом колодцев подземных сооружений в радиусе до 50 м от аварийного объекта.

В случае обнаружения загазованности — выявление фактической зоны распространения газа и вентиляция загазованных объектов.

38.3.2.10 Выявление места утечки.

38.3.2.11 Устранение неисправности и введение в эксплуатацию оборудования.

38.3.2.12 Отбой сигнала тревоги. Оформление заявки (при необходимости) и передача объекта для АВР соответствующей службе организации.

38.3.3 Действия дежурного персонала аварийной службы

38.3.3.1 Объявляет сигнал общей тревоги и действует в соответствии с инструкцией, утвержденной техническим руководителем организации.

38.3.3.2 Вызывает (при необходимости), в том числе с использованием автоматизированной системы информирования, организации и службы города согласно плану взаимодействия с городскими/районными службами.

38.3.3.3 Проводит краткий инструктаж с исполнителями по порядку выполнения газоопасных работ на аварийном объекте. Осуществляет общее руководство работами по локализации и ликвидации аварии.

38.3.3.4 Сообщает руководству объекта о возникновении и характере аварии.

38.3.3.5 Дает отбой сигнала общей тревоги после локализации/ликвидации аварии. Оформляет (при необходимости) и передает в соответствующую службу организации заявку на проведение аварийно-восстановительных работ.

38.3.4 Действия начальника котельной или руководителя аварийной бригады

38.3.4.1 Действует в соответствии с инструкцией, утвержденной техническим руководителем организации.

38.3.4.2 Проверяет исправность газоанализатора/газоиндикатора и средств индивидуальной защиты.

38.3.4.3 Обеспечивает выполнение работы исполнителей в соответствии с 38.3.2.4—38.3.2.11.

38.3.4.4 Выполняет действия руководства объекта СУГ и его заместителя в их отсутствие.

38.3.5 Действия персонала объекта СУГ

38.3.5.1 Действует в соответствии с инструкцией, утвержденной техническим руководителем организации.

38.3.5.2 Проверяет наличие газоанализатора/газоиндикатора, средств индивидуальной защиты.

38.3.5.3 Подготавливает необходимый инструмент, инвентарь, оборудование и механизмы к работе на месте аварии.

38.3.5.4 Выполняет работы в соответствии с 38.3.2.4—38.3.2.11 по указанию персонала аварийной службы, начальника отделения или руководителя аварийной бригады и незамедлительно докладывает об их выполнении.

38.4 Локализация и ликвидация аварии по заявке «Загазованность территории около эстакады слива сжиженных углеводородных газов из железнодорожных цистерн»

38.4.1 Возможные причины аварии — обрыв/разрыв соединительного рукава на сливных устройствах цистерн; разрыв сварного шва цистерны, газопровода, сквозные повреждения цистерны, газопровода, утечка через разъемные соединения и/или затворы трубопроводной арматуры на цистерне, газопроводе, срабатывание предохранительной арматуры и т.п.

38.4.2 Последовательность проведения работ по локализации и ликвидации аварии

38.4.2.1 Объявление сигнала общей тревоги.

38.4.2.2 Оповещение (при необходимости) городских/районных служб согласно плану взаимодействия.

38.4.2.3 Краткий инструктаж исполнителей по порядку выполнения газоопасных работ на аварийном объекте.

38.4.2.4 Прекращение всех огневых работ на территории ГНС.

38.4.2.5 Выставление постов для охраны опасной зоны и принятие мер к эвакуации людей, не принимающих участия в ликвидации аварии, и автотранспорта (если эта зона не взрывоопасна). Приведение в готовность своих средств пожаротушения.

38.4.2.6 Остановка работающих компрессоров и насосов.

38.4.2.7 Закрытие запорной арматуры на резервуарах, сливных устройствах, на всех цистернах и газопроводах жидкой и паровой фаз СУГ.

38.4.2.8 При возникновении пожароопасной ситуации или загорании истекающего СУГ незамедлительное извещение об этом поездного диспетчера и дежурного по ближайшей станции. Сообщение должно включать в себя описание характера пожароопасной ситуации или пожара, сведения о наименовании СУГ, транспортируемого в вагонах-цистернах, его количестве в зоне пожароопасной ситуации (пожара).

38.4.2.9 При интенсивной утечке дать газу полностью выйти из цистерны, под постоянным контролем за образованием возможных зон загазованности в радиусе 200 м, пока газ не рассеется.

38.4.2.10 Проверка на загазованность приборным методом колодцев подземных сооружений в радиусе до 50 м от аварийного объекта.

В случае обнаружения загазованности — выявление фактической зоны распространения газа и вентиляция загазованных объектов.

38.4.2.11 Замена неисправного рукава или элементов шарнирно-сочлененного устройства, устранение утечки из разъемного соединения через предохранительный клапан или замена его в соответствии с производственными инструкциями для данного вида работ. Для временного устранения утечки на газопроводе установка хомута или бандажа.

38.4.2.12 Слив (при необходимости) СУГ в резервуар базы хранения, продувка цистерны инертным газом и организация ее эвакуации с территории объекта.

38.4.2.13 Отбой сигнала общей тревоги. Оформление заявки (при необходимости) и передача объекта для АВР соответствующей службе организации.

38.4.3 Действия дежурного, персонала аварийной службы

38.4.3.1 Объявляет сигнал общей тревоги и действует в соответствии с инструкцией, утвержденной техническим руководителем организации.

38.4.3.2 Вызывает (при необходимости), в том числе с использованием автоматизированной системы информирования, организации и службы города согласно плану взаимодействия с городскими/районными службами.

38.4.3.3 Проводит краткий инструктаж с исполнителями по порядку выполнения газоопасных работ на аварийном объекте. Осуществляет общее руководство работами по локализации и ликвидации аварии.

38.4.3.4 Сообщает руководству объекта о возникновении и характере аварии.

38.4.3.5 Дает отбой сигнала общей тревоги после локализации/ликвидации аварии. Оформляет (при необходимости) и передает в соответствующую службу организации заявку на проведение АВР.

38.4.4 Действия начальника отделения или руководителя аварийной бригады

38.4.4.1 Действует в соответствии с инструкцией, утвержденной техническим руководителем организации.

38.4.4.2 Проверяет исправность газоанализатора/газоиндикатора и средств индивидуальной защиты.

38.4.4.3 Обеспечивает выполнение работы исполнителей в соответствии с 38.4.2.4—38.4.2.7, 38.4.2.9—38.4.2.12.

38.4.4.4 Выполняет действия руководства объекта СУГ и его заместителя в их отсутствие.

38.4.5 Действия персонала объекта СУГ

38.4.5.1 Действует в соответствии с инструкцией, утвержденной техническим руководителем организации.

38.4.5.2 Проверяет наличие газоанализатора/газоиндикатора, средств индивидуальной защиты.

38.4.5.3 Подготавливает необходимый инструмент, инвентарь, оборудование и механизмы к работе на месте аварии.

38.4.5.4 Выполняет работы в соответствии с 38.4.2.4—38.4.2.7, 38.4.2.9—38.4.2.12 по указанию персонала аварийной службы, начальника отделения или руководителя аварийной бригады и незамедлительно докладывает об их выполнении.

38.5 Локализация и ликвидация аварии по заявке «Загазованность насосно-компрессорного отделения»

38.5.1 Возможные причины аварии — утечка СУГ через фланцевые соединения, сальниковые уплотнения, разрывы, свищ в сварном шве (при разрушении корпуса компрессора).

38.5.2 Последовательность проведения работ по локализации и ликвидации аварии

38.5.2.1 Объявление тревоги по отделению, в случае необходимости — сигнала общей тревоги.

38.5.2.2 Оповещение (при необходимости) городских/районных служб согласно плану взаимодействия.

38.5.2.3 Краткий инструктаж исполнителей по порядку выполнения газоопасных работ на аварийном объекте.

38.5.2.4 Вентиляция помещения насосно-компрессорного отделения.

38.5.2.5 Выключение работающего оборудования (компрессоров, насосов).

38.5.2.6 Закрытие арматуры на газопроводах к базе хранения СУГ.

38.5.2.7 Выставление постов для охраны опасной зоны и принятие мер к эвакуации людей, не принимающих участия в ликвидации аварии, и автотранспорта (если эта зона не взрывоопасна). Приведение в готовность своих средств пожаротушения.

38.5.2.8 Сброс СУГ из газопроводов обвязки через продувочный газопровод в атмосферу.

38.5.2.9 Установка предупредительных знаков.

38.5.2.10 Устранение неисправности, замена неисправной арматуры или участка обвязки, замена прокладки, подтяжка разъемных соединений.

38.5.2.11 Проверка на загазованность приборным методом помещения насосно-компрессорного отделения, прилегающих к нему помещений, приямков и колодцев подземных сооружений в радиусе до 50 м от аварийного объекта.

В случае обнаружения загазованности — выявление фактической зоны распространения газа и вентиляция загазованных объектов.

38.5.2.12 Отсоединение оборудования от газопроводов, установка заглушек на входных/выходных патрубках.

38.5.2.13 Обеспечение возможности подъезда техники для ликвидации аварии.

38.5.2.14 Отбой сигнала тревоги. Оформление заявки (при необходимости) и передача объекта для аварийно-восстановительных работ соответствующей службе организации.

38.5.3 Действия дежурного персонала аварийной службы

38.5.3.1 Объявляет тревогу по отделению, в случае необходимости дает сигнал общей тревоги и действует в соответствии с инструкцией, утвержденной техническим руководителем организации.

38.5.3.2 Вызывает (при необходимости), в том числе с использованием автоматизированной системы информирования, организации и службы города согласно плану взаимодействия с городскими/районными службами.

38.5.3.3 Проводит краткий инструктаж с исполнителями по порядку выполнения газоопасных работ на аварийном объекте. Осуществляет общее руководство работами по локализации и ликвидации аварии.

38.5.3.4 Сообщает руководству объекта о возникновении и характере аварии.

38.5.3.5 Дает отбой сигнала тревоги после локализации/ликвидации аварии. Оформляет (при необходимости) и передает в соответствующую службу организации заявку на проведение АВР.

38.5.4 Действия начальника отделения или руководителя аварийной бригады

38.5.4.1 Действует в соответствии с инструкцией, утвержденной техническим руководителем организации.

38.5.4.2 Проверяет исправность газоанализатора/газоиндикатора и средств индивидуальной защиты.

38.5.4.3 Обеспечивает выполнение работы исполнителей в соответствии с 38.5.2.4—38.5.2.13.

38.5.4.4 Выполняет действия руководства объекта СУГ и его заместителя в их отсутствие.

38.5.5 Действия персонала объекта сжиженных углеводородных газов

38.5.5.1 Действует в соответствии с инструкцией, утвержденной техническим руководителем организации.

38.5.5.2 Проверяет наличие газоанализатора/газоиндикатора, средств индивидуальной защиты.

38.5.5.3 Подготавливает необходимый инструмент, инвентарь, оборудование и механизмы к работе на месте аварии.

38.5.5.4 Выполняет работы в соответствии с 38.5.2.4—38.5.2.13 по указанию персонала аварийной службы, начальника отделения или руководителя аварийной бригады и незамедлительно докладывает об их выполнении.

38.6 Локализация и ликвидация аварии по заявке «Загазованность территории около колонок наполнения цистерн без воспламенения сжиженных углеводородных газов и с воспламенением сжиженных углеводородных газов, выходящих из наполнительной колонки и автоцистерны»

38.6.1 Возможные причины аварии — обрыв или разъединение соединительного рукава или шарнирно-сочлененного устройства у наполнительной колонки, выход из строя запорной арматуры с выбросом СУГ из автоцистерны и колонки, разгерметизация разъемных соединений, длительное срабатывание предохранительной арматуры.

38.6.2 Последовательность проведения работ по локализации и ликвидации аварии

38.6.2.1 Объявление сигнала общей тревоги.

38.6.2.2 Оповещение (при необходимости) городских/районных служб согласно плану взаимодействия.

38.6.2.3 Краткий инструктаж исполнителей по порядку выполнения газоопасных работ на аварийном объекте.

38.6.2.4 Выключение работающего оборудования (компрессоров, насосов).

38.6.2.5 Закрытие арматуры на газопроводах и на автоцистерне.

38.6.2.6 Прекращение всех огневых работ на примыкающих территориях.

38.6.2.7 Выставление постов для охраны опасной зоны и принятие мер к эвакуации людей, не принимающих участия в ликвидации аварии, и автотранспорта (если эта зона не взрывоопасна). Приведение в готовность своих средств пожаротушения.

38.6.2.8 Сброс СУГ из соединительных рукавов через продувочный газопровод в атмосферу.

38.6.2.9 Отсоединение от колонки автоцистерны.

38.6.2.10 Установка предупредительных знаков.

38.6.2.11 Устранение неисправностей, замена неисправной арматуры, замена прокладки, подтяжка разъемных соединений.

38.6.2.12 Проверка давления в автоцистерне при длительном срабатывании предохранительной арматуры на автоцистерне; осуществление принудительного срабатывания предохранительного клапана (с целью восстановления герметичности затвора); организация орошения водой при срабатывании клапанов из-за нагрева. При наличии возможности слив СУГ из автоцистерны в резервный резервуар.

38.6.2.13 Выполнение работ в соответствии с планом локализации и ликвидации аварии по заявке «Воспламенение сжиженных углеводородных газов над баллонами на эстакаде наполнительного отделения» при аварии с воспламенением СУГ.

38.6.2.14 Проверка на загазованность приборным методом колодцев подземных сооружений в радиусе до 50 м от аварийного объекта.

В случае обнаружения загазованности — выявление фактической зоны распространения газа и вентиляция загазованных объектов.

38.6.2.15 Обеспечение возможности подъезда техники для ликвидации аварии.

38.6.2.16 Отбой сигнала общей тревоги. Оформление заявки (при необходимости) и передача объекта для аварийно-восстановительных работ соответствующей службе организации.

38.6.3 Действия дежурного персонала аварийной службы

38.6.3.1 Объявляет сигнал общей тревоги и действует в соответствии с инструкцией, утвержденной техническим руководителем организации.

38.6.3.2 Вызывает (при необходимости), в том числе с использованием автоматизированной системы информирования, организации и службы города согласно плану взаимодействия с городскими/районными службами.

38.6.3.3 Проводит краткий инструктаж с исполнителями по порядку выполнения газоопасных работ на аварийном объекте. Осуществляет общее руководство работами по локализации и ликвидации аварии.

38.6.3.4 Сообщает руководству объекта о возникновении и характере аварии.

38.6.3.5 Дает отбой сигнала общей тревоги после локализации/ликвидации аварии. Оформляет (при необходимости) и передает в соответствующую службу организации заявку на проведение АВР.

38.6.4 Действия начальника отделения или руководителя аварийной бригады

38.6.4.1 Действует в соответствии с инструкцией, утвержденной техническим руководителем организации.

38.6.4.2 Проверяет исправность газоанализатора/газоиндикатора и средств индивидуальной защиты.

38.6.4.3 Обеспечивает выполнение работы исполнителей в соответствии с 38.6.2.4—38.6.2.15.

38.6.4.4 Выполняет действия руководства объекта СУГ и его заместителя в их отсутствие.

38.6.5 Действия персонала объекта СУГ

38.6.5.1 Действует в соответствии с инструкцией, утвержденной техническим руководителем организации, эксплуатирующей объект СУГ.

38.6.5.2 Проверяет наличие газоанализатора/газоиндикатора, средств индивидуальной защиты.

38.6.5.3 Подготавливает необходимый инструмент, инвентарь, оборудование и механизмы к работе на месте аварии.

38.6.5.4 Выполняет работы в соответствии с 38.6.2.4—38.6.2.15 по указанию персонала аварийной службы, начальника отделения или руководителя аварийной бригады и незамедлительно докладывает об их выполнении.

38.7 Локализация и ликвидация аварии по заявке: «Взрыв газовоздушной смеси в наполнительном цехе»

38.7.1 Возможные причины аварии — утечка СУГ через разъемные соединения газопроводов и запорной арматуры, из сальника колонны карусельной установки, мест присоединения струбцин к вентилям баллонов.

38.7.2 Последовательность проведения работ по локализации и ликвидации аварии

38.7.2.1 Объявление сигнала общей тревоги.

38.7.2.2 Оповещение (при необходимости) городских/районных служб согласно плану взаимодействия.

38.7.2.3 Краткий инструктаж исполнителей по порядку выполнения газоопасных работ на аварийном объекте.

38.7.2.4 Прекращение отпуска СУГ и наполнения баллонов.

38.7.2.5 Выставление постов для охраны опасной зоны и принятие мер к эвакуации людей, не принимающих участия в ликвидации аварии, и автотранспорта (если эта зона не взрывоопасна). Приведение в готовность своих средств пожаротушения.

38.7.2.6 Оказание первой помощи пострадавшим.

38.7.2.7 Выключение работающего оборудования (компрессоров, насосов, наполнительных и сливных установок), удаление из наполнительного отделения баллонов.

38.7.2.8 Закрытие арматуры на газопроводах в наполнительном и насосно-компрессорном отделениях, сброс СУГ из газопроводов внутри помещений через продувочные газопроводы в атмосферу.

38.7.2.9 Отключение электрооборудования во всех помещениях наполнительного отделения.

38.7.2.10 Остановка работы двигателей всех машин на примыкающих территориях.

38.7.2.11 Введение в действие средств пожаротушения.

38.7.2.12 В случае повреждений прекращение функционирования отопления, водопровода, канализации и др.

38.7.2.13 Установка предупредительных знаков.

38.7.2.14 Снижение интенсивности горения струей воды, изолирование баллонов с устойчивым пламенем от других.

38.7.2.15 Тушение пламени струей воды или из огнетушителя.

38.7.2.16 Выявление и устранение причин загазованности в отделении и воспламенения газовоздушной смеси.

38.7.2.17 Проверка герметичности трубопроводов, исправности оборудования, арматуры, аппаратуры, средств автоматизации и сигнализации, электропроводки, инженерных коммуникаций в соседних помещениях (насосно-компрессорное, испарительное отделения и др.).

38.7.2.18 Проверка на загазованность приборным методом помещения наполнительного отделения и прилегающих к нему помещений.

Проверка на загазованность приборным методом колодцев подземных сооружений в радиусе до 50 м от аварийного объекта.

В случае обнаружения загазованности — выявление фактической зоны распространения газа и вентиляция загазованных объектов.

38.7.2.19 Наведение соответствующего порядка в наполнительном цехе.

38.7.2.20 Введение оборудования в эксплуатацию.

38.7.2.21 Отбой сигнала общей тревоги. Оформление заявки (при необходимости) и передача объекта для аварийно-восстановительных работ соответствующей службе организации.

38.7.2.22 Аварийно-восстановительные работы: ремонт и монтаж технологического оборудования, трубопроводов, арматуры, аппаратуры, электрооборудования, электропроводки, средств автоматизации и сигнализации, систем отопления, вентиляции, водопровода и канализации.

38.7.3 Действия дежурного персонала аварийной службы

38.7.3.1 Объявляет сигнал общей тревоги и действует в соответствии с инструкцией, утвержденной техническим руководителем организации, эксплуатирующей объект СУГ.

38.7.3.2 Вызывает (при необходимости), в том числе с использованием автоматизированной системы информирования, организации и службы города согласно плану взаимодействия с городскими/районными службами.

38.7.3.3 Проводит краткий инструктаж с исполнителями по порядку выполнения газоопасных работ на аварийном объекте. Осуществляет общее руководство работами по локализации и ликвидации аварии.

38.7.3.4 Сообщает руководству объекта о возникновении и характере аварии.

38.7.3.5 Дает отбой сигнала общей тревоги после локализации/ликвидации аварии и распоряжение о вводе в эксплуатацию оборудования цеха. Оформляет (при необходимости) и передает в соответствующую службу организации заявку на проведение аварийно-восстановительных работ.

38.7.4 Действия начальника отделения или руководителя аварийной бригады

38.7.4.1 Действует в соответствии с инструкцией, утвержденной техническим руководителем организации.

38.7.4.2 Проверяет исправность газоанализатора/газоиндикатора и средств индивидуальной защиты.

38.7.4.3 Обеспечивает выполнение работы исполнителей в соответствии с 38.7.2.4—38.7.2.20.

38.7.4.4 Выполняет действия руководства объекта СУГ и его заместителя в их отсутствие.

38.7.4.5 Фотографирует после завершения работ по локализации аварии место происшествия и организовывает передачу фотоматериала в ЦДС.

38.7.5 Действия персонала объекта сжиженных углеводородных газов

38.7.5.1 Действует в соответствии с инструкцией, утвержденной техническим руководителем организации.

38.7.5.2 Проверяет наличие газоанализатора/газоиндикатора, средств индивидуальной защиты.

38.7.5.3 Подготавливает необходимый инструмент, инвентарь, оборудование и механизмы к работе на месте аварии.

38.7.5.4 Выполняет работы в соответствии с 38.7.2.4—38.7.2.20 по указанию персонала аварийной службы, начальника отделения или руководителя аварийной бригады и незамедлительно докладывает об их выполнении.

38.8 Локализация и ликвидация аварии по заявке: «Пожар в помещении газифицированного здания, на линиях газопроводов, на групповой установке сжиженных углеводородных газов»

38.8.1 Возможные причины аварии — разгерметизации разъемных соединений арматуры и/или оборудования и выход СУГ в атмосферу, воспламенение газовоздушной смеси.

38.8.2 Последовательность проведения работ по локализации и ликвидации аварии

38.8.2.1 Прием аварийной заявки диспетчером и инструктаж заявителя по принятию мер безопасности до прибытия аварийной бригады согласно Памятке по инструктажу.

38.8.2.2 Регистрация аварийной заявки и оформление заявки аварийной бригаде на ликвидацию аварии или передача содержания заявки аварийной бригаде посредством радиотелефонной связи.

38.8.2.3 Незамедлительное оповещение служб об аварии согласно плану взаимодействия с городскими/районными службами.

38.8.2.4 Краткий инструктаж состава аварийной бригады по особенностям объекта газификации, порядку выполнения газоопасных работ на объекте, подготовка необходимой документации, выезд на место аварии.

38.8.2.5 Организация при взаимодействии с органами охраны правопорядка мероприятий по ограничению доступа посторонних (не участвующих в работах по локализации и ликвидации аварии) людей к месту аварии, предотвращению проезда автотранспорта.

38.8.2.6 Постоянная связь с аварийной бригадой и руководителем службы аварийно-восстановительных работ по развитию ситуации на объекте до ликвидации аварии.

38.8.2.7 Взаимодействие и решение вопросов с ответственным лицом органа МЧС России по эвакуации из помещения всех жителей, кроме членов аварийной бригады, оказание первой помощи пострадавшим до приезда скорой медицинской помощи.

38.8.2.8 Прекращение подачи СУГ в дом, проведение работ по отысканию места разгерметизации ВДГО после завершения работ по тушению очагов пожара.

38.8.2.9 Предупреждение (при необходимости) потребителей об отключении подачи газа и принятие мер безопасности.

38.8.2.10 Прекращение функционирования отопления, водопровода, канализации и др. в случае их повреждения.

38.8.2.11 Устранение причин загазованности помещения и причин воспламенения газовоздушной смеси.

38.8.2.12 Проверка герметичности трубопроводов, исправности оборудования, арматуры, аппаратуры, средств автоматизации и сигнализации, электропроводки, инженерных коммуникаций в соседних помещениях.

38.8.2.13 Проверка на загазованность приборным методом помещений здания.

38.8.2.14 Проверка на загазованность приборным методом колодцев подземных сооружений в радиусе до 50 м от аварийного объекта.

В случае обнаружения загазованности — выявление фактической зоны распространения газа и вентиляция загазованных объектов.

38.8.2.15 Составление акта аварийно-диспетчерского обслуживания и (при необходимости) оформление заявки и передача объекта для аварийно-восстановительных работ соответствующей службе ГРО.

38.8.2.16 Аварийно-восстановительные работы: ремонт и монтаж оборудования, трубопроводов, арматуры, электрооборудования, электропроводки, средств автоматизации и сигнализации, систем отопления, вентиляции, водопровода и канализации.

38.8.2.17 Восстановление подачи газа, настройка оборудования (при необходимости) на заданный режим и проверка рабочих характеристик.

38.8.2.18 Оповещение (при необходимости) потребителей о восстановлении газоснабжения.

38.8.3 Действия диспетчера

38.8.3.1 Принимает заявку и инструктирует заявителя о мерах безопасности согласно Памятке по инструктажу.

38.8.3.2 Регистрирует поступившую аварийную заявку и ее содержание в журнале.

38.8.3.3 Оформляет заявку аварийной бригаде на ликвидацию аварии.

38.8.3.4 Доводит до сведения аварийной бригады содержание заявки.

38.8.3.5 Подготавливает совместно с руководителем аварийной бригады исполнительную, техническую документацию, планшеты (в случае отсутствия в специальном автомобиле АДС) и передает их аварийной бригаде.

38.8.3.6 Оповещает службы об аварии с указанием адреса согласно плану взаимодействия с городскими/районными службами.

38.8.3.7 Поддерживает непрерывную связь с аварийной бригадой, уточняет характер аварии.

38.8.3.8 Докладывает об аварии, в том числе с использованием автоматизированной системы информирования, начальнику АДС, руководству ГРО, диспетчеру ЦДС.

38.8.3.9 Дает указания руководителю аварийной бригады на отключение газопроводов аварийного объекта от сети газораспределения с указанием номеров запорной арматуры.

38.8.3.10 Направляет по требованию руководителя аварийной бригады оборудование, материалы и дополнительный рабочий персонал к месту аварии.

38.8.3.11 Запрашивает у руководителя аварийной бригады информацию о ходе работ по локализации/ликвидации аварии.

38.8.3.12 Докладывает начальнику АДС, руководству ГРО о локализации/ликвидации аварии и необходимости выполнения аварийно-восстановительных работ.

38.8.3.13 Оповещает (при необходимости) потребителей (кроме населения) о восстановлении газоснабжения.

38.8.4 Действия руководителя аварийной бригады

38.8.4.1 Получает от диспетчера аварийную заявку, исполнительную и техническую документацию, планшет на физическом носителе (в случае отсутствия в специальном автомобиле АДС) и указания о порядке отключения аварийного объекта. В случае невозможности заезда на базу АДС использует сертифицированное электронное устройство с заблаговременно загруженными в него планшетами.

38.8.4.2 Проверяет исправность газоанализатора/газоиндикатора и средств индивидуальной защиты.

38.8.4.3 Проводит краткий инструктаж с аварийной бригадой по особенностям объекта газификации, порядку выполнения газоопасных работ на аварийном объекте и в течение 5 мин выезжает с ней к месту аварии.

38.8.4.4 Знакомится с обстановкой по прибытии на место, организует при взаимодействии с органами охраны правопорядка мероприятия по ограничению доступа посторонних (не участвующих в работах по локализации и ликвидации аварии) людей к месту аварии, предотвращению проезда автотранспорта. Обеспечивает выполнение работы аварийной бригады в соответствии с 38.8.2.7—38.8.2.14, 38.8.2.17, 38.8.2.18.

38.8.4.5 Определяет качество выполненных работ.

38.8.4.6 Передает диспетчеру информацию о ходе работ по локализации/ликвидации аварии.

38.8.4.7 Взаимодействует и решает вопросы с ответственным лицом органа МЧС России по эвакуации граждан (при необходимости) из опасной зоны и обеспечивает постоянную связь с диспетчером.

38.8.4.8 Запрашивает у диспетчера (при необходимости) дополнительный рабочий персонал и материально-технические средства.

38.8.4.9 Вызывает через диспетчера эксплуатационную службу для производства ревизии оборудования, настройки регулятора давления газа, контрольной опрессовки газопровода и пуска газа в горелки газоиспользующего оборудования.

38.8.4.10 Фотографирует после завершения работ по локализации аварии место происшествия и организовывает передачу фотоматериала в ЦДС.

38.8.4.11 Составляет акт аварийно-диспетчерского обслуживания и (при необходимости) оформляет и передает в соответствующую службу ГРО заявку на проведение аварийно-восстановительных работ.

38.8.5 Действия работника по аварийно-восстановительным и ремонтным работам в газовой отрасли

38.8.5.1 Знакомится с содержанием аварийной заявки.

38.8.5.2 Проверяет наличие газоанализатора/газоиндикатора, средств индивидуальной защиты.

38.8.5.3 Выезжает в течение 5 мин на место аварии в составе аварийной бригады.

38.8.5.4 Подготавливает необходимый инструмент, инвентарь, оборудование и механизмы к работе на месте аварии.

38.8.5.5 Выполняет работы в соответствии с 38.8.2.7—38.8.2.14, 38.8.2.17, 38.8.2.18 по указанию руководителя аварийной бригады и незамедлительно докладывает ему об их выполнении.

38.8.5.6 Приводит в порядок и укладывает в специальный автомобиль АДС инструмент, инвентарь, оборудование и средства индивидуальной защиты по окончании работ.

38.8.6 Действия водителя — работника по аварийно-восстановительным и ремонтным работам в газовой отрасли

38.8.6.1 Выезжает в течение 5 мин с аварийной бригадой на место аварии, с учетом обеспечения прибытия к месту аварии не позднее часа.

38.8.6.2 Поддерживает постоянную связь с АДС и ИТР аварийной бригады по автомобильной рации.

38.8.6.3 Ставит по прибытии на место специальный автомобиль АДС не ближе 45 м от аварийного объекта в положение, обеспечивающее максимальное перекрытие проезда автотранспорта и наблюдение за перемещением посторонних (не участвующих в работах по локализации и ликвидации аварии) людей и автотранспорта, а в ночное время — освещает фарами специального автомобиля АДС зоны пожара и обеспечивает освещение осветительными установками.

38.8.6.4 Выполняет работы в соответствии с 38.8.2.7—38.8.2.14, 38.8.2.17, 38.8.2.18 по указанию руководителя аварийной бригады и незамедлительно докладывает ему об их выполнении.

38.8.6.5 Передает по рации распоряжения диспетчера и сообщения руководителя аварийной бригады.

38.8.6.6 Доставляет аварийную бригаду с места аварии на базу АДС.

Приложение 39
(рекомендуемое)

Журнал регистрации тренировочных занятий с персоналом организации, эксплуатирующей сжиженные углеводородные газы

_____
(наименование организации)

Срок хранения:
постоянно

Журнал регистрации тренировочных занятий с персоналом организации,
эксплуатирующей сжиженные углеводородные газы

Том №_____

С № _____ по № _____

Начат «___»_____20___г.

Окончен «___»_____20___г.

Всего листов_____

Дата и время проведения занятия	Тема занятия и место проведения	Инициалы, фамилия, должность, личная подпись лица, проводившего занятие	Инициалы, фамилия, должность, квалификация лиц, участвовавших в занятиях	Содержание занятий и замечания по результатам их проведения	Оценка
1	2	3	4	5	6

Журнал пронумерован, прошнурован и скреплен печатью: _____ листов

_____ _____ _____
должность личная подпись инициалы, фамилия

Приложение 40
(рекомендуемое)

Акт по результатам консервации и/или ликвидации отдельных структурных элементов (объекта в целом)

Акт по результатам консервации и/или ликвидации отдельных структурных элементов
(объекта в целом)

Адрес объекта _____

Наименование объекта _____

Комиссия, назначенная _____
(наименование ГРО (эксплуатационной организации))

решением от «___»_____20___г. приказ №_____

в составе: председателя — представителя ГРО (эксплуатационной организации)_____

_____
(должность, инициалы, фамилия)

и членов комиссии — представителей:

- генподрядной организации _____
(должность, инициалы, фамилия)
- субподрядных организаций _____
(должность, инициалы, фамилия)

_____

- органа Ростехнадзора _____
(должность, инициалы, фамилия)

руководствуясь проектной (рабочей) документацией и проектом производства работ, установила:

1 Работы по консервации и/или ликвидации структурных элементов выполнены в полном объеме в соответствии с проектной (рабочей) документацией и проектом производства работ.

2 Перечень структурных законсервированных и/или ликвидированных элементов _____

_____

РЕШЕНИЕ КОМИССИИ

1 Структурные элементы, законсервированные и/или ликвидированные, исключены из рабочих элементов объекта.

2 Перечень пригодных для дальнейшей эксплуатации законсервированных и/или

ликвидированных структурных элементов _____

_____

3 Перечень непригодных для дальнейшей эксплуатации законсервированных и/или

ликвидированных структурных элементов _____

_____

4 Перечень структурных элементов, подлежащих утилизации _____

_____

5 Перечень структурных элементов, подлежащих использованию по иному назначению _____

Председатель комиссии _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

Члены комиссии _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

_____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

_____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

Приложение 41
(рекомендуемое)

Акт по результатам расконсервации отдельных структурных элементов (объекта в целом)

Акт по результатам расконсервации отдельных структурных элементов (объекта в целом)

Адрес объекта _____

Наименование объекта _____

Комиссия, назначенная _____
(наименование ГРО (эксплуатационной организации))

решением от «___»_____20___г. приказ №_____

в составе:
председателя — представителя ГРО (эксплуатационной организации)_____

_____
(должность, инициалы, фамилия)

и членов комиссии — представителей:

- генподрядной организации _____
(должность, инициалы, фамилия)
- субподрядных организаций _____
(должность, инициалы, фамилия)

_____

_____

_____

- органа Ростехнадзора _____
(должность, инициалы, фамилия)

руководствуясь проектной (рабочей) документацией и проектом производства работ, установила:

1 Работы по расконсервации выполнены в полном объеме в соответствии с проектной (рабочей) документацией и проектом производства работ.

2 Проведено техническое диагностирование (техническое обследование) расконсервированных структурных элементов, в результате которого выявлено:

- в исправном состоянии находятся следующие структурные элементы:

_____
(перечень расконсервированных исправных элементов)

- в неисправном: _____
(перечень расконсервированных неисправных элементов)
- подлежат ремонту_____
(перечень расконсервированных

_____
структурных элементов, подлежащих ремонту)

- подлежат замене _____
(перечень расконсервированных

_____
структурных элементов, подлежащих замене)

3 Заменены и отремонтированы структурные элементы_____

_____

в период с «___»_____20___г. по «___»_____20___г.

4 Расконсервированные структурные элементы подключены к действующим системам объекта.

5 Проведены пусконаладочные работы в период с «___»_____20___г. по «___»_____20___г., в результате которых подтверждены работоспособность и обеспечение проектных показателей расконсервированных элементов.

РЕШЕНИЕ КОМИССИИ

Расконсервированные структурные элементы пригодны (непригодны) к дальнейшей
(ненужное зачеркнуть)
эксплуатации совместно с действующими системами.

Председатель комиссии _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

Члены комиссии _____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

_____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

_____ _____
личная подпись инициалы, фамилия

Библиография

[1] Технический регламент Евразийского экономического союза ТР ЕАЭС 036/2016 «Требования к сжиженным углеводородным газам для использования их в качестве топлива» (утвержден решением Совета Евразийской экономической комиссии от 9 августа 2016 г. № 68)

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

[3] Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования» (утвержден решением Комиссии Таможенного союза от 18 октября 2011 г. № 823)

[4] Правила противопожарного режима в Российской Федерации (утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 16 сентября 2020 г. № 1479)

[5] Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности автогазозаправочных станций газомоторного топлива» (утверждены приказом Ростехнадзора от 15 декабря 2020 г. № 530)

[6] Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности для объектов, использующих сжиженные углеводородные газы» (утверждены приказом Ростехнадзора от 15 декабря 2020 г. № 532)

[7] Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением» (утверждены приказом Ростехнадзора от 15 декабря 2020 г. № 536)

[8] Правила организации и осуществления производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности (утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 18 декабря 2020 г. № 2168)

[9] Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (утвержден решением Комиссии Таможенного союза от 18 октября 2011 г. № 825)

[10] Правила пользования газом в части обеспечения безопасности при использовании и содержании внутридомового и внутриквартирного газового оборудования при предоставлении коммунальной услуги по газоснабжению (утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 14 мая 2013 г. № 410)

[11] Инструкция по безопасному использованию газа при удовлетворении коммунально-бытовых нужд (утверждена приказом Минстроя России от 5 декабря 2017 г. № 1614/пр)

[12] Порядок обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организации (утвержден постановлением Министерства труда и социального развития Российской Федерации, Министерства образования Российской Федерации от 13 января 2003 г. № 1/29)

[13] Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (утверждены приказом Минтруда России от 15 декабря 2020 г. № 903н)

[14] Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29 декабря 2004 г. № 190-ФЗ

[15] Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (утверждены приказом Минэнерго России от 13 января 2003 г. № 6)

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

[17] Приказ Минэнерго Российской Федерации от 29 декабря 2001 г. № 375 «О введении в действие Инструкции по защите городских подземных трубопроводов от коррозии (РД 153-39.4-091-01)»

[18] Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила проведения экспертизы промышленной безопасности» (утверждены приказом Ростехнадзора от 20 октября 2020 г. № 420)

[19] НД 2-090201-010 Общие положения по техническому наблюдению за контейнерами. Правила изготовления контейнеров. Правила допущения контейнеров к перевозке грузов под таможенными печатями и пломбами. Правила технического наблюдения за изготовлением контейнеров. Правила технического наблюдения за контейнерами в эксплуатации

[20] Рекомендации по разработке планов локализации и ликвидации аварий на взрывопожароопасных и химически опасных производственных объектах (утверждены приказом Ростехнадзора от 26 декабря 2012 г. № 781)

[21] Положение о разработке планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах (утверждено постановлением Правительства Российской Федерации от 15 сентября 2020 г. № 1437)

[22] Порядок проведения технического расследования причин аварий, инцидентов и случаев утраты взрывчатых материалов промышленного назначения (утвержден приказом Ростехнадзора от 8 декабря 2020 г. № 503)

УДК 662.767:006.354 ОКС 23.040

Ключевые слова: объекты СУГ, эксплуатация, сжиженные углеводородные газы (СУГ), техническое обслуживание, текущий ремонт, капитальный ремонт, технические устройства

Редактор *Л.В. Коретникова*
Технический редактор *И.Е. Черепкова*
Корректор *Л.С. Лысенко*
Компьютерная верстка *Е.А. Кондрашовой*

Сдано в набор 04.02.2022. Подписано в печать 25.02.2022. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 20,45. Уч.-изд. л. 18,40.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении в ФГБУ «РСТ»
для комплектования Федерального информационного фонда стандартов,
117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru