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

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

ГОСТ 34969— 2023

Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов

КОНСЕРВАЦИЯ И ЛИКВИДАЦИЯ ОБЪЕКТОВ

Издание официальное

Москва
Российский институт стандартизации
2023

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

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

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт трубопроводного транспорта» (ООО «НИИ Транснефть»)

2 ВНЕСЕН Межгосударственным техническим комитетом по стандартизации МТК 523 «Техника и технологии добычи и переработки нефти и газа»

3 ПРИНЯТ Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 28 июня 2023 г. № 63—2023)

За принятие проголосовали:

Краткое наименование страны по МК (ИСО 3166) 004—97	Код страны по МК (ИСО 3166) 004—97	Сокращенное наименование национального органа по стандартизации
Армения	AM	ЗАО «Национальный орган по стандартизации и метрологии» Республики Армения
Беларусь	BY	Госстандарт Республики Беларусь
Киргизия	KG	Кыргызстандарт
Россия	RU	Росстандарт
Узбекистан	UZ	Узстандарт

4 Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 20 июля 2023 г. № 567-ст межгосударственный стандарт ГОСТ 34969—2023 введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с 1 июля 2024 г.

5 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Информация о введении в действие (прекращении действия) настоящего стандарта и изменений к нему на территории указанных выше государств публикуется в указателях национальных стандартов, издаваемых в этих государствах, а также в сети Интернет на сайтах соответствующих национальных органов по стандартизации.

В случае пересмотра, изменения или отмены настоящего стандарта соответствующая информация будет опубликована на официальном интернет-сайте Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации в каталоге «Межгосударственные стандарты»

© Оформление. ФГБУ «Институт стандартизации», 2023

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

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения 2
4 Сокращения 5
5 Основные положения 5
6 Подготовка к консервации площадочных объектов 8
6.1 Технологические трубопроводы 8
6.2 Сооружения и оборудование резервуарного парка 9
6.3 Сливо-наливные эстакады с установленным оборудованием 9
6.4 Система измерений количества и показателей качества нефти/нефтепродуктов, блок измерений показателей качества нефти/нефтепродуктов 10
6.5 Механо-технологическое оборудование 10
6.6 Энергетическое оборудование 11
6.7 Оборудование автоматизированной системы управления технологическим процессом 11
6.8 Здания и сооружения 12
6.9 Системы и установки автоматического пожаротушения 12
7 Консервация площадочных объектов 12
7.1 Технологические трубопроводы 12
7.2 Сооружения и оборудование резервуарного парка 13
7.3 Сливо-наливные эстакады с установленным оборудованием 14
7.4 Система измерений количества и показателей качества нефти/нефтепродуктов, блок измерений показателей качества нефти/нефтепродуктов 15
7.5 Механо-технологическое оборудование 15
7.6 Энергетическое оборудование 23
7.7 Оборудование автоматизированной системы управления технологическим процессом 29
7.8 Здания и сооружения 29
7.9 Система автоматического пожаротушения 30
8 Подготовка к консервации участка линейной части магистрального трубопровода 31
8.1 Трубопроводы 31
8.2 Подводные переходы магистрального трубопровода через водные преграды 31
8.3 Механо-технологическое оборудование 31
8.4 Энергетическое оборудование 32
8.5 Оборудование автоматизированной системы управления технологическим процессом 32
8.6 Здания и сооружения 32
9 Консервация участка линейной части магистрального трубопровода 32
9.1 Трубопроводы 32
9.2 Подводные переходы магистрального трубопровода через водные преграды 35
9.3 Механо-технологическое оборудование 35
9.4 Энергетическое оборудование 36
9.5 Оборудование автоматизированной системы управления технологическим процессом 37
9.6 Здания и сооружения 37
10 Ликвидация площадочных объектов 37
10.1 Технологические трубопроводы 37
10.2 Сооружения резервуарных парков 37
10.3 Сливо-наливные эстакады с установленным оборудованием 38

10.4 Система измерений количества и показателей качества нефти/нефтепродуктов, блоков измерений показателей качества нефти/нефтепродуктов . . . 38
10.5 Механо-технологическое оборудование . . . 39
10.6 Энергетическое оборудование . . . 41
10.7 Автоматизированная система управления технологическим процессом . . . 42
10.8 Линии и оборудование оперативно-технологической связи, комплексов инженерно-технических средств охраны и систем автоматизации противопожарных защит . . . 42
10.9 Средства электрохимической защиты . . . 42
10.10 Здания и сооружения . . . 42
11 Ликвидация участка линейной части магистрального трубопровода . . . 43
11.1 Трубопроводы . . . 43
11.2 Узлы пуска, пропуска, приема средств очистки и диагностирования . . . 44
11.3 Энергетическое оборудование . . . 44
11.4 Автоматизированные системы управления технологическим процессом . . . 44
11.5 Здания и сооружения . . . 44
12 Обеспечение безопасности . . . 44
13 Охрана окружающей среды . . . 44
Библиография . . . 46

Поправка к ГОСТ 31441.1—2011 (EN 13463-1:2001) Оборудование неэлектрическое, предназначенное для применения в потенциально взрывоопасных средах. Часть 1. Общие требования

В каком месте	Напечатано	Должно быть		
Предисловие. Таблица согласования	—	Азербайджан	AZ	Азстандарт

(ИУС № 12 2025 г.)

Поправка к ГОСТ 34181—2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование. Основные положения

В каком месте	Напечатано	Должно быть		
Предисловие. Таблица согласования	—	Азербайджан	AZ	Азстандарт

(ИУС № 12 2025 г.)

Поправка к ГОСТ 34969—2023 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Консервация и ликвидация объектов

В каком месте	Напечатано	Должно быть		
Предисловие. Таблица согласования	—	Азербайджан	AZ	Азстандарт

(ИУС № 12 2025 г.)

М Е Ж Г О С У Д А Р С Т В Е Н Н Ы Й С Т А Н Д А Р Т

Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов

КОНСЕРВАЦИЯ И ЛИКВИДАЦИЯ ОБЪЕКТОВ

Trunk pipeline transport of oil and oil products. Conservation and disposal of objects

Дата введения — 2024—07—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает основные положения по консервации и ликвидации объектов магистрального трубопровода для транспортировки нефти и нефтепродуктов, находящихся в эксплуатации и выведенных из эксплуатации.

1.2 Настоящий стандарт предназначен для применения организациями, осуществляющими работы по проектированию, эксплуатации, консервации и ликвидации объектов магистрального трубопровода для транспортировки нефти и нефтепродуктов.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие межгосударственные стандарты:

ГОСТ 9.014 Единая система защиты от коррозии и старения. Временная противокоррозионная защита изделий. Общие требования

ГОСТ 9.103 Единая система защиты от коррозии и старения. Временная противокоррозионная защита металлов и изделий. Термины и определения

ГОСТ 9.506 Единая система защиты от коррозии и старения. Ингибиторы коррозии металлов в водно-нефтяных средах. Методы определения защитной способности

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

ГОСТ 3134 Уайт-спирит. Технические условия

ГОСТ 3956 Силикагель технический. Технические условия

ГОСТ 5696 Сульфоуголь. Технические условия

ГОСТ 8984 Силикагель-индикатор. Технические условия

ГОСТ 9569 Бумага парафинированная. Технические условия

ГОСТ 10354 Пленка полиэтиленовая. Технические условия

ГОСТ 10877 Масло консервационное К-17. Технические условия

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 17380 (ИСО 3419—81) Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Общие технические условия

ГОСТ 19537 Смазка пушечная. Технические условия

ГОСТ 20298 Смолы ионообменные. Катиониты. Технические условия

ГОСТ 20301 Смолы ионообменные. Аниониты. Технические условия

ГОСТ 21150 Смазки Литол-24. Технические условия

Издание официальное

ГОСТ 23407 Ограждения инвентарные строительных площадок и участков производства строительно-монтажных работ. Технические условия*

ГОСТ 24856 Арматура трубопроводная. Термины и определения

ГОСТ 31861** Вода. Общие требования к отбору проб

ГОСТ 31862 Вода питьевая. Отбор проб***

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

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов и классификаторов на официальном интернет-сайте Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации (gost.e-ecolog.ru по указателям национальных стандартов, издаваемым в государствах, указанных в предисловии, или на официальных сайтах соответствующих национальных органов по стандартизации. Если на документ дана недатированная ссылка, то следует использовать документ, действующий на текущий момент, с учетом всех внесенных в него изменений. Если заменен ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, то следует использовать указанную версию этого документа. Если после принятия настоящего стандарта в ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение применяется без учета данного изменения. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ 9.103, ГОСТ 24856, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **безогневая резка:** Механическая резка трубопрокатной продукции, осуществляемая специальными машинами или приспособлениями с помощью фрез или роликовых резцов.

3.2

биоцид: Химическое вещество, обладающее свойством убивать живые организмы.
[ГОСТ 9.102—91, статья 28]

3.3

вспомогательный технологический трубопровод: Технологический трубопровод, не участвующий в технологических режимах работы магистрального трубопровода.
[ГОСТ 34737—2021, пункт 3.2]

3.4 **геотехнический мониторинг:** Комплекс работ, основанный на натурных наблюдениях за поведением и устойчивостью конструкций вновь возводимых и эксплуатируемых сооружений.

Примечания

1 Состав, объемы, периодичность, сроки и методы выполнения работ, а также перечень наблюдаемых параметров и их предельные значения, при которых обеспечивается безопасная эксплуатация зданий и сооружений, устанавливают в проектной документации.

2 При наличии опасных геологических процессов геотехнический мониторинг проводят на протяжении всего периода эксплуатации.

3.5 **инертная [негорючая] газовая смесь:** Газовая смесь, исключающая условия образования горючей среды путем поддержания безопасной концентрации в среде кислорода и горючих веществ.

---

* В Российской Федерации действует ГОСТ Р 58967—2020 «Ограждения инвентарные строительных площадок и участков производства строительно-монтажных работ. Технические условия».

** В Российской Федерации действует ГОСТ Р 59024—2020.

*** В Российской Федерации действует ГОСТ Р 56237—2014 (ИСО 5667-5:2006) «Вода питьевая. Отбор проб на станциях водоподготовки и в трубопроводных распределительных системах».

3.6

инженерно-технические средства охраны: Технические средства охраны и инженерно-технические средства защиты объекта, предназначенные для предотвращения несанкционированного проникновения на объект и/или выявления несанкционированных действий в отношении объекта.

[ГОСТ 34737—2021, пункт 3.7]

3.7 **информационная модель объекта магистрального трубопровода:** Совокупность взаимосвязанных сведений, документов и материалов об объекте магистрального трубопровода, формируемых в электронном виде на всех стадиях его жизненного цикла.

3.8 **консервационная жидкость:** Водный раствор ингибитора, снижающий скорость коррозии металла защищаемого сооружения.

3.9

консервация объекта магистрального трубопровода или его части: Выполнение комплекса мероприятий по обеспечению сохранения объекта магистрального трубопровода или его части в работоспособном техническом состоянии в период временного прекращения его эксплуатации.

[[1], раздел II, статья 5]

3.10

ликвидация объекта магистрального трубопровода: Выполнение комплекса мероприятий по прекращению эксплуатации, демонтажу и/или разборке, а также по утилизации отходов и приведению занимаемой объектом магистрального трубопровода территории в состояние, пригодное для последующего использования.

[[1], раздел II, пункт 5]

3.11

механо-технологическое оборудование: Механические технические устройства и системы, оказывающие при функционировании непосредственное воздействие на рабочую среду и обеспечивающие технологический процесс перекачки нефти и нефтепродуктов.

[ГОСТ 34366—2017, пункт 3.8]

3.12

перекачивающая станция (магистрального трубопровода): Площадочный объект магистрального трубопровода, предназначенный для приема, накопления, учета, поддержания необходимого режима перекачки нефти/нефтепродуктов по магистральному трубопроводу.

Примечания

1 Согласно сложившейся практике в тексте документов, как правило, используют краткую форму термина, а именно «НПС», взамен объединенного термина «нефтеперекачивающая [нефтепродуктоперекачивающая] станция».

2 При необходимости уточнения, с каким продуктом выполняются технологические операции, используют полную форму термина «нефтеперекачивающая станция» или «[нефтепродуктоперекачивающая] станция».

[ГОСТ 34737—2021, пункт 3.16]

3.13

объект магистрального трубопровода (для транспортировки нефти и нефтепродуктов): Составная часть магистрального трубопровода, предназначенная для выполнения одной или нескольких взаимосвязанных технологических операций в процессе транспортировки, технологического хранения, перевалки подготовленной нефти или нефтепродуктов на автомобильный, железнодорожный или водный виды транспорта, включающая комплекс соответствующих зданий, сооружений и технических устройств.

Примечание — Объекты магистрального трубопровода для транспортировки нефти и нефтепродуктов разделяют на площадочные объекты и линейную часть.

[ГОСТ 34826—2022, пункт 3.29]

3.14

оценка технического состояния: Установление степени повреждения и категории технического состояния строительных конструкций или зданий и сооружений в целом, включая состояние грунтов основания, на основе сопоставления фактических значений количественно оцениваемых признаков со значениями этих же признаков, установленных проектом или нормативным документом.

[ГОСТ 31937—2011, пункт 3.8]

3.15 **пассивирующий раствор:** Раствор, с помощью которого металлическая поверхность переводится в пассивное состояние.

3.16

резервуарный парк: Комплекс взаимосвязанных резервуаров и связанного с ним технологического оборудования, предназначенный для приема, хранения и сдачи нефти/нефтепродуктов и размещенных на территории, ограниченной по периметру обвалованием или ограждающей стенкой, противопожарными проездами.

[ГОСТ 34563—2019, пункт 3.51]

3.17

сооружение: Результат строительства, представляющий собой объемную, плоскостную или линейную строительную систему, имеющую надземную и/или подземную части, состоящую из несущих, а в отдельных случаях и ограждающих строительных конструкций и предназначенную для выполнения производственных процессов различного вида, хранения продукции, временного пребывания людей, перемещения людей и грузов.

[ГОСТ 33875—2016, пункт 3.29]

3.18

технологический трубопровод: Трубопровод для нефти/нефтепродуктов, входящий в состав площадочного объекта магистрального трубопровода.

Примечание — К технологическим трубопроводам относятся трубопроводы:

- между точками врезки в линейную часть магистрального трубопровода на входе и выходе площадочного объекта, включая трубопроводную арматуру;
- резервуарных парков, включая обвязку резервуаров;
- сброса давления от предохранительных клапанов, системы сглаживания волн давления, обвязки емкостей сброса ударной волны, откачки из емкостей сбора утечек;
- сливо-наливных эстакад;
- опорожнения стендеров морских терминалов, установок для рекуперации паров нефти;
- дренажа и утечек от насосных агрегатов, дренажа фильтров-грязеуловителей, дренажа узла регулирования давления, узлов учета нефти/нефтепродуктов;
- обеспечения топливом котельной НПС.

[ГОСТ 34737—2021, пункт 3.35]

3.19 **узел контроля скорости коррозии:** Место на трубопроводе, оборудованное соответствующими техническими средствами измерений скорости внутренней коррозии и отбора проб для анализов консервантов.

3.20 **эколого-аналитический контроль:** Составная часть производственного экологического мониторинга, предусматривающая получение данных о количественном содержании веществ, физических параметрах и иных измеряемых показателях в установленных объектах контроля с применением методов аналитической химии, физических измерений, санитарно-биологических методов, биотестирования, биоиндикации.

3.21

эксплуатирующая организация: Юридическое лицо, созданное в соответствии с законодательством государства — члена Союза, осуществляющее эксплуатацию магистрального трубопровода на праве собственности или на ином законном основании и несущее ответственность за безопасность его эксплуатации, обеспеченное персоналом и материально-техническими ресурсами, необходимыми для управления деятельностью магистрального трубопровода, обслуживания и поддержания его эксплуатационных параметров.

[[1], раздел II, пункт 5]

4 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

АСУ ТП — автоматизированная система управления технологическим процессом;

БИК — блок измерений показателей качества нефти/нефтепродуктов;

ВЛ — воздушная линия;

ДВС — двигатель внутреннего сгорания;

ДЭС — дизельная электростанция;

ИБП — источник бесперебойного питания;

ИГС — инертная (негорючая) газовая смесь;

ИТСО — инженерно-техническое средство охраны;

КЖ — консервационная жидкость;

КИП — контрольно-измерительный пункт;

КПП СОД — камеры пуска или приема средств очистки и диагностирования;

КТП — комплектная трансформаторная подстанция;

ЛЧ — линейная часть;

МНА — магистральный насосный агрегат;

МТ — магистральный трубопровод (для транспортировки нефти и нефтепродуктов);

МТО — механо-технологическое оборудование;

НД — нормативный документ, действующий на территории государств — членов Содружества Независимых Государств и Евразийского экономического союза;

НМ — насос магистральный;

НП — насос подпорный;

НПС — нефтеперекачивающая, нефтепродуктоперекачивающая станция;

ОЭО — отработавшее электротехническое оборудование;

ПНА — подпорный насосный агрегат;

ППМТ — подводный переход магистрального трубопровода (для транспортировки нефти и нефтепродуктов);

ППР — проект производства работ;

ПС — подъемное сооружение;

РЗА — релейная защита и автоматика;

СИ — средство измерений;

СИКН — система измерения количества и показателей качества нефти/нефтепродуктов;

СМР — строительно-монтажные работы;

ТТ — технологический трубопровод;

ЩСУ — щит силового управления;

ЭД — электродвигатель;

ЭХЗ — электрохимическая защита.

5 Основные положения

5.1 Целью консервации является временный вывод из эксплуатации объектов МТ, сохранение их в работоспособном состоянии на заданный срок консервации, в течение которого объекты МТ могут быть расконсервированы и введены в эксплуатацию.

5.2 Целью ликвидации является прекращение эксплуатации объектов МТ или отдельных зданий, сооружений и оборудования с последующим демонтажем, а также утилизация отходов и приведение

занимаемой объектом магистрального трубопровода территории в состояние, характерное до строительства объекта.

5.3 Консервации подлежат объекты МТ или отдельные здания, сооружения и оборудование при временном выводе из эксплуатации на срок от 6 мес до 10 лет. Если принято решение о консервации на срок более 10 лет, по истечении 10 лет осуществляют переконсервацию.

5.4 Срок консервации, на который объекты выводят из эксплуатации, устанавливает эксплуатирующая организация. При положительных результатах дополнительного обследования технического состояния законсервированных объектов МТ срок консервации может быть продлен.

5.5 Решение о выводе объектов МТ или отдельных зданий, сооружений и оборудования из эксплуатации и дальнейшей консервации принимает эксплуатирующая организация.

5.6 При консервации объекта МТ определяют:

а) перечень работ по консервации объекта МТ, в т. ч. учитывающих:

1) выполнение конструкций, принимающих проектные нагрузки;

2) монтаж устройства, дополнительно закрепляющего неустойчивые конструкции и элементы, или демонтаж таких конструкций и элементов;

3) освобождение емкостей и трубопроводов от опасных и горючих жидкостей, закрытие или сварка люков и крупных отверстий;

4) приведение технологического оборудования в безопасное состояние;

5) отключение инженерных коммуникаций, в т. ч. временных (за исключением тех, которые необходимы для обеспечения сохранности объекта);

6) принятие необходимых мер, препятствующих несанкционированному доступу внутрь объекта;

б) перечень лиц, ответственных за сохранность и безопасность законсервированного объекта, в т. ч. конструкций, оборудования, материалов (должностное лицо или организация);

в) сроки разработки технической документации, необходимой для проведения работ по консервации объекта.

5.7 Консервацию объектов МТ выполняют согласно разработанной документации на консервацию с выполнением необходимого объема инженерных изысканий и ППР, разработанного специализированной организацией.

5.8 Организационные мероприятия по консервации объектов МТ разрабатывает эксплуатирующая организация.

5.9 Состав документации на консервацию или ликвидацию объектов МТ устанавливают в задании на проектирование в соответствии с НД в области промышленной безопасности и эксплуатации объектов МТ.

5.10 Разработку документации на консервацию или ликвидацию объектов МТ осуществляет организация, имеющая необходимые разрешительные документы в соответствии с действующим законодательством государств — членов Содружества Независимых Государств и Евразийского экономического союза.

5.11 Документация на консервацию или ликвидацию опасного производственного объекта МТ с указанием перечня демонтируемого оборудования, порядка и места его хранения подлежит экспертизе промышленной безопасности.

5.12 Декларация промышленной безопасности, разрабатываемая в составе документации на консервацию или ликвидацию опасного производственного объекта, проходит экспертизу промышленной безопасности в соответствии с НД в области промышленной безопасности и эксплуатации объектов МТ. Отклонения от разработанной документации опасного производственного объекта в процессе его консервации или ликвидации не допускаются. Изменения, вносимые в документацию на консервацию или ликвидацию опасного производственного объекта, подлежат экспертизе промышленной безопасности.

5.13 Консервацию объектов МТ или зданий, сооружений и оборудования проводит организация, имеющая свидетельство о допуске к работам на соответствующий вид работ, в соответствии с разработанной документацией.

5.14 Работы по консервации и ликвидации магистральных трубопроводов, находящихся на земельных участках, а также в охранной зоне коммуникаций сторонних организаций, допускается выполнять только при получении разрешения на производство работ от владельца коммуникаций, земельного участка. Разрешение на производство работ может быть выдано только при условии наличия у производителя работ проектной (рабочей) документации, в которой нанесены все пересечения с трассами

коммуникаций других линейных объектов с обозначением их охранных зон и выполнены технические условия организаций владельцев коммуникаций.

5.15 Контроль качества СМР и авторский надзор при ликвидации объектов МТ осуществляют в соответствии с [1].

5.16 Консервации подлежат:

- трубопроводы с ответвлениями, лупингами, перемычками и резервными нитками, запорной арматурой, переходами через естественные и искусственные преграды, узлами подключения насосных станций, узлами пуска, пропуска, приема средств очисти и диагностирования, узлами защиты и регулирования давления, входящие в состав ЛЧ МТ;
- МТО;
- ЭД МНА, ПНА, вспомогательные системы;
- оборудование частотных преобразователей для МНА, ПНА;
- ИБП;
- средства телемеханики, технологической связи, АСУ ТП, за исключением средств, обеспечивающих функционирование систем, комплексов и установок, не подлежащих консервации;
- СИКН, включая поверочные установки и систему сбора и обработки информации;
- БИК;
- теплоэнергетическое оборудование;
- установки электроснабжения и дистанционного управления запорной арматурой, за исключением установок, обеспечивающих функционирование систем, комплексов и установок, не подлежащих консервации;
- установки электроснабжения МНА и ПНА;
- вдольтрассовые ВЛ (если к ним не подключено оборудование системы ЭХЗ);
- блокировочные трубопроводы между параллельными трубопроводами;
- системы обнаружения утечек;
- резервуарные парки (в т. ч. резервуары) с установленным оборудованием;
- ТТ;
- пункты подогрева нефти;
- сливо-наливные эстакады;
- здания и сооружения;
- защитные сооружения гражданской обороны;
- защитные сооружения (в т. ч. расположенные на ЛЧ МТ);
- системы и установки автоматического пожаротушения (в т. ч. системы автоматизации);
- канализационные и очистные сооружения.

5.17 Консервации не подлежат:

- системы и установки автоматического пожаротушения объектов МТ или отдельных зданий и сооружений;
- наружное противопожарное водоснабжение зданий, сооружений;
- внутреннее противопожарное водоснабжение зданий, сооружений, не выводимых в консервацию;
- комплексы ИТСО;
- средства телемеханики, технологической связи, АСУ ТП, обеспечивающие функционирование систем, комплексов и установок, не подлежащих консервации;
- установки электроснабжения и дистанционного управления запорной арматурой, обеспечивающие функционирование систем, комплексов и установок, не подлежащих консервации;
- оборудование системы ЭХЗ трубопроводов от коррозии и установки его электроснабжения;
- системы молниезащиты и заземления;
- линии и сооружения оперативно-технологической связи;
- вертолетные площадки;
- вдольтрассовые проезды;
- вдольтрассовые линии электропередачи, к которым подключены установки станции катодной защиты ЭХЗ;
- артезианские скважины.

5.18 В документации на консервацию или ликвидацию объекта МТ предусматривают места хранения демонтируемого оборудования с соблюдением нормативных требований пожарной безопасности.

5.19 Количество персонала для обслуживания и охраны объектов МТ в период консервации — в соответствии с документацией на консервацию.

5.20 Решение о необходимости консервации очистных сооружений принимают с учетом предполагаемого наличия или отсутствия обслуживающего персонала на законсервированном объекте.

5.21 Требования к хранению документов ликвидированного объекта МТ устанавливает эксплуатирующая организация.

5.22 Если для объектов МТ, подлежащих консервации или ликвидации, в период проектирования, строительства или эксплуатации разработана информационная модель, то документы, формируемые для и в ходе производства работ по консервации или ликвидации, следует включать в электронном виде в состав информационной модели объекта МТ.

5.23 Если для ликвидируемого опасного производственного объекта разрабатывалась информационная модель, то эксплуатирующая организация хранит информационную модель в архиве не менее 10 лет после ликвидации опасного производственного объекта.

5.24 Расконсервацию объектов МТ или отдельных зданий, сооружений и оборудования выполняют в соответствии с документацией на расконсервацию, эксплуатационными документами изготовителя и ГОСТ 9.014.

6 Подготовка к консервации площадочных объектов

6.1 Технологические трубопроводы

6.1.1 Работы по подготовке к консервации ТТ проводят в соответствии с документацией на консервацию и настоящим стандартом.

6.1.2 ТТ, подлежащие консервации, освобождают от нефти/нефтепродуктов способом откачки в нижних точках освобождаемых участков и отключают от действующих частей объекта с обеспечением физических разрывов.

6.1.3 При оценке коррозионного состояния участка ТТ, подлежащего консервации, по данным последнего коррозионного обследования эксплуатирующая организация:

а) определяет:

1) тип, характеристику и удельное сопротивление грунта по данным предыдущих обследований;

2) наличие и участки влияния блуждающих токов;

3) наличие и участки возможного микробиологического влияния грунта;

4) защитные потенциалы ТТ;

5) наличие и координаты зон участков ТТ высокой и повышенной коррозионной опасности, включая зоны возможного микробиологического коррозионного влияния грунта и зоны возможного коррозионного растрескивания под напряжением;

б) проверяет:

1) техническое состояние и остаточный ресурс средств ЭХЗ с последующим составлением перечня неисправных средств ЭХЗ, изолирующих вставок, КИП и др.;

2) состояние противокоррозионной защиты переходов ТТ в кожухах через автомобильные и железные дороги;

3) состояние изоляционного покрытия с определением мест расположения дефектов изоляции;

4) состояние теплоизолированных участков ТТ с последующим составлением ведомостей дефектов;

в) проводит:

1) устранение выявленных недостатков, несоответствий коррозионного состояния ТТ, состояния изоляционного и теплоизоляционного покрытия ТТ, противокоррозионной защиты и систем ЭХЗ требованиям НД и технических документов;

2) освобождение ТТ от нефти/нефтепродуктов методом слива (откачки) в нижних точках ТТ;

3) отключение ТТ от ЛЧ МТ вырезкой катушек с обеспечением физического разрыва и установкой заглушек;

4) разделение ТТ на замкнутые участки с установкой заглушек и временных вантузов согласно документации на консервацию, исходя из конструктивных особенностей ТТ (существенный

перепад высотных отметок ТТ, частичная/неполная консервация оборудования и объектов в составе НПС, способ консервации и т. д.). Разделенные участки ТТ следует электрически объединить кабельными перемычками для обеспечения непрерывности электрических цепей системы ЭХЗ и предотвращения отключения участков из системы ЭХЗ;

5) установку узлов контроля скорости коррозии на каждом выделенном участке, в т. ч. на дренажных емкостях. Места размещения, требования к узлам контроля скорости коррозии, требования к размещению, необходимость установки, требования к конструкциям и их обустройства определяют при подготовке документации на консервацию.

6.1.4 Все заглушки, монтируемые в рамках консервации ТТ, рассчитывают на избыточное давление консерванта (ИГС или КЖ). Если избыточное давление консерванта превышает давление, при котором фактически эксплуатировался ТТ, то необходимо провести гидравлические испытания во избежание разгерметизации ТТ в любом его месте. Заглушки — по ГОСТ 17380.

6.2 Сооружения и оборудование резервуарного парка

6.2.1 Работы по подготовке к консервации сооружений и оборудования резервуарного парка проводят в соответствии с документацией на консервацию и настоящим стандартом.

6.2.2 Перед консервацией сооружения и оборудование резервуарного парка выводят из эксплуатации с установкой заглушек:

- на трубопроводы приемо-раздаточных патрубков;
- места установок систем размыва донных отложений;
- трубопроводы системы аварийного сброса давления и газоуравнительной системы.

6.2.3 Перед проведением консервации выполняют следующие подготовительные работы:

- зачистку от донных отложений и дегазацию резервуаров;
- зачистку от пирофорных отложений (при необходимости);
- демонтаж технологического оборудования, размещенного на резервуаре. Демонтируют дыхательные клапаны, оборудование нижнего уровня системы автоматизации, устройства размыва донных отложений. На месте демонтируемого оборудования устанавливают заглушки. Контактные поверхности заглушек и патрубков смазывают консервационной смазкой и упаковывают для защиты от воздействия окружающей среды в соответствии с требованиями руководства по эксплуатации;
- разделение трубопроводов резервуарного парка на замкнутые участки с установкой заглушек и временных вантузов;
- освобождение ТТ от нефти/нефтепродукта способом откачки в нижних точках освобождаемых участков;
- расстановку узлов контроля скорости коррозии на каждом выделенном участке.

Требования к расстановке узлов контроля скорости коррозии, необходимости установки, к конструкциям и обустройству — в соответствии с документацией на консервацию.

6.3 Сливо-наливные эстакады с установленным оборудованием

6.3.1 Работы по подготовке к консервации сливо-наливных эстакад с установленным оборудованием проводят в соответствии с документацией на консервацию и настоящим стандартом.

6.3.2 Перед проведением консервации сливо-наливных эстакад с установленным оборудованием выполняют следующие подготовительные работы:

- удаление нефти/нефтепродуктов из трубопроводов сливо-наливных эстакад;
- очистку наружных поверхностей от следов коррозии, загрязнений и замазученности, обезжиривание;
- восстановление лакокрасочного и антикоррозионного покрытий;
- слив конденсата из внутренних полостей;
- демонтаж технологического оборудования;
- демонтаж оборудования среднего и нижнего уровня системы автоматизации, размещенного на открытом воздухе.

6.3.3 После освобождения от нефти/нефтепродуктов сливо-наливную эстакаду отключают от ТТ с установкой заглушек.

6.3.4 Проводят техническое обслуживание или текущий ремонт (в зависимости от того, что наступит раньше) МТО, входящего в состав сливо-наливных эстакад.

6.4 Система измерений количества и показателей качества нефти/нефтепродуктов, блок измерений показателей качества нефти/нефтепродуктов

6.4.1 Работы по подготовке к консервации СИКН, БИК проводят в соответствии с документацией на консервацию и настоящим стандартом.

6.4.2 Перед проведением консервации СИКН, БИК входящие в их состав СИ (кроме трубопоршневой поверочной установки) демонтируют и подготавливают к консервации согласно эксплуатационным документам в соответствии с НД в области промышленной безопасности и эксплуатации объектов МТ.

6.4.3 Демонтируют технологическое оборудование и оборудование нижнего уровня системы автоматизации.

6.4.4 СИ подлежат консервации исправными, в комплектности, соответствующей эксплуатационным документам, в соответствии с НД в области промышленной безопасности и эксплуатации объектов МТ.

6.4.5 Трубопроводы в составе СИКН, БИК освобождают от нефти/нефтепродуктов и отключают от действующих объектов и других трубопроводов с обеспечением физических разрывов.

6.5 Механо-технологическое оборудование

6.5.1 Работы по подготовке к консервации МТО проводят в соответствии с документацией на консервацию и настоящим стандартом.

6.5.2 Перед проведением консервации МТО выполняют следующие подготовительные работы:

- удаление нефти/нефтепродукта из МТО;
- демонтаж вспомогательных трубопроводов, установка заглушек;
- визуальный осмотр, контроль целостности, чистка, промывка узлов и деталей (при необходимости), замена или ремонт;
- замена уплотнительных прокладок независимо от их технического состояния;
- очистка наружных поверхностей от следов коррозии, загрязнений и замазученности, обезжиривание;
- восстановление лакокрасочного и антикоррозионного покрытий;
- слив конденсата из внутренних полостей.

6.5.3 Проводят техническое обслуживание или текущий ремонт (в зависимости от того, что наступит раньше) МТО.

6.5.4 Временную консервацию внутренней полости задвижек выполняют в соответствии с ГОСТ 9.014 и документацией на консервацию.

6.5.5 Временную консервацию внутренней полости задвижек на консервируемом трубопроводе не выполняют, если к консервации трубопровода планируют приступить не позднее чем через 24 ч после удаления воды из внутренней полости задвижек.

6.5.6 Перед проведением консервации насосного оборудования проводят следующие подготовительные работы:

- удаление нефти/нефтепродуктов из насосного оборудования;
- очистку наружных поверхностей от следов коррозии, загрязнений и замазученности, обезжиривание;
- восстановление лакокрасочного и антикоррозионного покрытий;
- слив конденсата из внутренних полостей.

6.5.7 Участки консервации располагают с учетом ограничения или исключения проникновения агрессивных газов и пыли.

6.5.8 Технологию консервации МНА и ПНА согласовывают с изготовителями оборудования, если она не приведена в эксплуатационных документах.

6.5.9 Перед проведением консервации внутреннюю полость МНА и ПНА очищают от рабочей среды и пропаривают.

6.5.10 Перед проведением консервации из систем канализации и очистных сооружений удаляют отложения легкорастворимых солей и при необходимости нерастворимые отложения (шлам, накипь, оксид железа), остатки активного ила, канализационные колодцы очищают от мусора и грязи.

6.5.11 Удаление водорастворимых солей проводят промывкой систем водой при скорости в трубопроводах не менее 2 м/с до осветления.

6.5.12 После опорожнения систем канализации и очистных сооружений лакокрасочное покрытие оборудования очистных сооружений восстанавливают в полном объеме.

6.6 Энергетическое оборудование

6.6.1 Работы по подготовке к консервации энергетического оборудования проводят в соответствии с документацией на консервацию и настоящим стандартом.

6.6.2 Перед консервацией электротехнического и теплоэнергетического оборудования необходимо предусмотреть обесточивание части закрытого распределительного устройства и КТП НПС.

6.6.3 Перечень электротехнического оборудования, подлежащего консервации, конкретизируют исходя из схемы электроснабжения НПС с учетом количества силовых трансформаторов, секций шин, КТП, ЩСУ, остающихся в работе или под рабочим напряжением (в горячем резерве), а также с учетом электроснабжения оборудования, не подлежащего консервации, и ИТСО.

6.6.4 Консервации подлежит следующее электротехническое оборудование:

- маслонаполненное оборудование (высоковольтные измерительные трансформаторы тока и напряжения, выключатели);
- элегазовое высоковольтное оборудование (выключатели, измерительные трансформаторы тока и напряжения);
- коммутационная аппаратура (выключатели, разъединители, отделители, рубильники и автоматы);
- ошиновка, воздушные и кабельные линии и линии связи;
- сухие трансформаторы;
- ДЭС;
- ЭД МНА и ПНА;
- электроприводы запорной арматуры и вспомогательных систем;
- частотные преобразователи и устройства плавного пуска;
- устройства гарантированного питания;
- КТП, ЩСУ, ИБП и др.

6.6.5 Консервации подлежит следующее теплоэнергетическое оборудование:

- котлы (в т. ч. экономайзеры и деаэраторы);
- внутренние трубопроводы котельной;
- тепловые сети;
- системы теплопотребления (отопление, теплоснабжение вентиляции, горячее водоснабжение, технологические нужды).

6.6.6 Выполняют химическую промывку (с последующей пассивацией) или щелочение котла.

6.6.7 Внутреннюю поверхность котлов после химической очистки обрабатывают пассивирующими растворами для создания защитной пленки, предохраняющей металл от коррозии.

6.6.8 Заглушки устанавливают на линиях трубопроводов, связывающих консервируемый котел с другим оборудованием.

6.6.9 Жидкость сливают из котла. Для удаления жидкости из недренируемых участков водоперепускных труб в нижних их точках прорезают отверстия, которые после выпуска жидкости заваривают. Из недренируемых участков поверхностей нагрева вытесняют жидкость сжатым воздухом.

6.6.10 Наружные поверхности нагрева котла, топку, конвективные поверхности нагрева, газоходы очищают от сажи. Тщательно обмывают топку, газоходы, хвостовые поверхности котла щелочной водой для удаления сернистых отложений.

6.6.11 Выполняют полную осушку металла внутренней поверхности путем вентиляции через открытые люки и коллекторы.

6.6.12 Подготовку к консервации деаэраторов и экономайзеров паровых котлов выполняют в соответствии с пунктами 6.6.6—6.6.11 и документацией на консервацию.

6.7 Оборудование автоматизированной системы управления технологическим процессом

6.7.1 Работы по подготовке к консервации оборудования АСУ ТП проводят в соответствии с документацией на консервацию и настоящим стандартом.

6.7.2 В документации на консервацию приводят перечень систем и единиц оборудования АСУ ТП, не подлежащих консервации с целью обеспечения контроля состояния объекта консервации, смежных технологических объектов.

6.7.3 При проведении мероприятий по консервации оборудования АСУ ТП не подлежат консервации следующие системы (при наличии в составе объекта), находящиеся в работоспособном состоянии:

а) для обеспечения основного технологического процесса (объем функций определяют в документации на консервацию):

1) система станционной телемеханики;

2) система линейной телемеханики;

б) для обеспечения вспомогательного технологического процесса (объем функций определяют в документации на консервацию):

1) системы противопожарной защиты, указанные в 5.16;

2) система пожарной сигнализации;

3) система оповещения и управления эвакуацией;

4) система автоматизации водоснабжения (в т. ч. и химическая подготовка воды, насосная первого подъема);

5) система автоматизации очистных сооружений (в т. ч. станция биологической очистки, станция обезвоживания осадка, производственно-дождевых сточных вод, канализационная насосная станция);

6) газовое пожаротушение;

7) порошковое пожаротушение;

8) система автоматизации котельной;

9) локальные системы контроля загазованности.

6.7.4 Шкафы АСУ ТП, подлежащие консервации и опечатыванию, комплектуют техническим силикагелем по ГОСТ 3956 во влагопроницаемой упаковке.

6.8 Здания и сооружения

6.8.1 Подготовку зданий и сооружений к консервации проводят в соответствии с документацией на консервацию и настоящим стандартом.

6.8.2 В документации на консервацию приводят системы, части зданий и сооружений, не подлежащие консервации, которые находятся в нормативном, работоспособном и ограниченно-работоспособном состоянии с целью обеспечения контроля состояния объекта консервации, смежных зданий, корпусов и сооружений.

6.8.3 Оценку технического состояния конструкций зданий и сооружений проводят для оснований, фундаментов, перекрытий, лестничных клеток, несущих и ограждающих конструкций, гидроизоляционных и антикоррозионных покрытий, водоотводов.

6.8.4 При выявлении по результатам оценки технического состояния зданий или сооружений в аварийном техническом состоянии до проведения консервации выполняют мероприятия по устранению причин аварийности или его ликвидацию.

6.8.5 При отсутствии постоянных ограждений зданий и сооружений устанавливают временные ограждения, исключающие свободный доступ людей и транспорта в консервируемые объекты.

6.9 Системы и установки автоматического пожаротушения

Подготовку к консервации систем и установок автоматического пожаротушения объектов МТ или отдельных зданий, сооружений и оборудования проводят в соответствии с документацией на консервацию и эксплуатационными документами изготовителя после выполнения требований пожарной безопасности.

7 Консервация площадочных объектов

7.1 Технологические трубопроводы

7.1.1 Консервацию ТТ проводят в соответствии с документацией на консервацию и настоящим стандартом при положительной температуре окружающего воздуха с использованием в качестве консерванта ИГС.

7.1.2 При консервации ТТ осуществляют контроль за давлением ИГС в ТТ с помощью устанавливаемых манометров (или используют существующие манометры). Избыточное давление ИГС — не менее 0,3 МПа.

7.1.3 Допускается консервация ТТ с глубиной залегания ниже глубины промерзания грунта путем заполнения трубопровода КЖ на основе гидрокарбоната кальция с созданием избыточного давления

0,3 МПа в верхней точке трубопровода, при этом давление в нижней точке не превышает допустимое рабочее давление указанных трубопроводов.

7.1.4 Закачку ИГС выполняют через вантузы.

7.1.5 Для обеспечения работ по контролю давления консерванта предусматривают установку манометров (без вывода показаний давления в системы автоматизации и телемеханизации) в верхней точке участка (по профилю местности).

7.1.6 Первые 10 календарных дней после консервации объекта выполняют ежедневный осмотр состояния объекта, контроль давления консерванта и отсутствия его утечек.

7.1.7 По истечении 10 календарных дней контроль состояния и техническое обслуживание ТТ выполняют со следующей периодичностью:

- контроль давления консерванта — два раза в месяц;
- устранение образовавшихся оголений путем подсыпки земли с образованием валика над трубопроводом — в течение 30 календарных дней с момента обнаружения;
- измерение защитного потенциала «труба — земля» — два раза в год;
- поправка информационных знаков и установка временных указателей в опасных зонах — при необходимости.

7.1.8 Для сохранения исправности и работоспособности ТТ, находящихся в консервации, разрабатывают мероприятия, направленные на обеспечение предотвращения коррозионных процессов на внутренней и наружной поверхностях ТТ, и организуют техническое обслуживание.

7.2 Сооружения и оборудование резервуарного парка

7.2.1 Консервацию сооружений и оборудования резервуарного парка проводят в соответствии с документацией на консервацию и настоящим стандартом.

7.2.2 На резервуаре монтируют вентиляционные патрубки в количестве не менее 2 шт. на один резервуар с размерами, предусмотренными в документации на консервацию, для предотвращения ненормативного давления (избыточного и вакуумметрического).

7.2.3 Для предотвращения прилипания прокладок к поверхностям фланцев смазывают все прокладки люков и патрубков смазкой в соответствии с ГОСТ 9.014.

7.2.4 Люки-лазы в стенке резервуара герметично закрывают.

7.2.5 На резервуаре демонтируют затворы понтонов резервуаров с передачей их на хранение в условиях склада. Условия хранения затворов в части воздействия климатических факторов — по эксплуатационным документам изготовителя, а при их отсутствии — по ГОСТ 15150.

7.2.6 На внутреннюю поверхность первого пояса и крышу резервуара наносят антикоррозионное покрытие. Внутреннюю поверхность резервуара, не обработанную антикоррозионным покрытием, обрабатывают пушечной смазкой по ГОСТ 19537.

7.2.7 В железобетонном резервуаре обеспечивают стабильный температурный режим, исключающий промерзание крыши резервуара.

7.2.8 Лестницы спуска в железобетонный резервуар зачищают и окрашивают.

7.2.9 Не допускается хранение комплектующих изделий установок протекторной защиты из алюминиевых сплавов вблизи паров щелочных растворов, а деталей из синтетических материалов — вблизи нагревательных приборов с температурой нагрева выше 100 °С, вблизи растворителей.

7.2.10 Первые 10 календарных дней после консервации объекта выполняют ежедневный осмотр состояния объекта.

7.2.11 По истечении 10 календарных дней контроль состояния и техническое обслуживание проводят со следующей периодичностью:

а) резервуары со стационарной крышей:

1) визуальная проверка внешнего состояния резервуара, сварных швов, окрайки днища — один раз в месяц;

2) выборочный (на каждом листе в пяти точках по углам и в центре) контроль толщины стенки нижних поясов — один раз в год;

3) осмотр технического состояния предохранительных и огнепреградительных клапанов — один раз в 3 мес;

4) визуальная проверка наличия прокладки и затяжки болтов фланцевых соединений светового люка, люка-лаза — два раза в год;

5) контроль исправного состояния замерного люка, его шарнира и прокладочных колец, исправности резьбы барашка, плотности прилегания крышки — два раза в год;

6) контроль плавности поворота сифонного крана — два раза в год;

7) контроль наличия прилегания крышки хлопушки к корпусу, исправности троса — два раза в год;

8) контроль состояния сварных швов, плотности фланцевых соединений приемо-раздаточных патрубков — два раза в год;

9) контроль исправности пеногенераторов и камер низкократной пены, прочности крепления пенопроводов и трубопроводов водяного орошения к корпусу резервуара — два раза в год;

10) контроль расположения герметизирующей крышки, целостности сетки кассет — два раза в год;

11) контроль исправного состояния шахтной лестницы — два раза в год;

12) контроль за осадкой основания, проведение нивелирования окрайки днища — один раз в год;

13) контроль исправности средств противопожарной защиты — в соответствии с эксплуатационными документами, но не реже двух раз в год;

б) резервуары с понтоном, плавающей крышей:

1) контроль внешнего состояния резервуара, сварных швов, окрайки днища — один раз в месяц;

2) выборочный контроль толщины стенки нижних поясов — один раз в год;

3) осмотр технического состояния предохранительных и огнепреградительных клапанов — один раз в 3 мес;

4) контроль наличия прокладки и затяжки болтов фланцевых соединений светового люка, люка-лаза — один раз в 3 мес;

5) контроль состояния замерного люка, его шарнира и прокладочных колец, исправности резьбы барашка, плотности прилегания крышки — два раза в год;

6) контроль плавности поворота сифонного крана — два раза в год;

7) контроль плотности прилегания крышки-хлопушки к корпусу, исправности троса — два раза в год;

8) проверка состояния сварных швов, плотности фланцевых соединений приемо-раздаточных патрубков — два раза в год;

9) контроль исправности пеногенераторов и камер низкократной пены, прочности крепления пенопроводов и трубопроводов водяного орошения к корпусу резервуара — два раза в год;

10) контроль правильного расположения герметизирующей крышки, целостности сетки кассет — два раза в год;

11) контроль исправного состояния шахтной лестницы — два раза в год;

12) контроль осадки основания, проведение нивелирования окрайки днища — один раз в год;

13) проверка состояния стального понтона, его горизонтальности — два раза в год;

14) проверка вертикальности патрубков опорных стоек и герметичности фланцевых соединений — два раза в год;

15) проверка целостности огневого предохранителя, плотности прилегания кассеты к прокладке в корпусе — два раза в год;

16) проверка состояния вентиляционного патрубка — два раза в год;

17) проверка технического состояния мембраны, пружин и рычагов затвора уплотняющего затвора — два раза в год;

18) контроль исправности средств противопожарной защиты — в соответствии с эксплуатационными документами, но не реже двух раз в год.

7.3 Сливо-наливные эстакады с установленным оборудованием

7.3.1 Консервацию сооружений и оборудования сливо-наливных эстакад проводят в соответствии с документацией на консервацию и настоящим стандартом. Консервацию внутренних полостей сливо-наливных установок до запорной арматуры, отделяющей установки от коллектора, проводят по эксплуатационным документам изготовителя, а при их отсутствии — в соответствии с ГОСТ 9.014 и настоящим стандартом.

7.3.2 Консервацию внутренних полостей сливо-наливных установок после запорной арматуры проводят совместно с ТТ (заполнение ИГС) в соответствии с 7.1.

7.3.3 Все открытые отверстия устройств герметизируют при помощи заглушек, пробок, герметиков, паст.

7.3.4 После консервации наливные и сливные стояки накрывают чехлами из водонепроницаемого, маслостойкого упаковочного материала, устойчивого к ультрафиолетовому излучению.

7.3.5 Запорную арматуру, входящую в состав сливо-наливных эстакад, консервируют совместно с ТТ в соответствии с 7.1.

7.3.6 Энергетическое оборудование, входящее в состав сливо-наливных эстакад, консервируют в соответствии с 7.6. При необходимости оборудование демонтируют.

7.3.7 Оборудование АСУ ТП, входящее в состав сливо-наливных эстакад, консервируют в соответствии с 7.7. При необходимости оборудование демонтируют.

7.3.8 Насосное оборудование, входящее в состав сливо-наливных эстакад, консервируют в соответствии с 7.5.17.

7.3.9 После консервации во время хранения не реже одного раза в 6 мес проверяют работоспособность МТО, входящего в состав сливо-наливных эстакад, путем ручного открытия-закрытия запорной арматуры, перемещения наливных стояков в рабочее положение и обратно, перемещения сливных стояков в рабочее положение и обратно, а также контролируют состояние лакокрасочного покрытия металлоконструкций.

7.4 Система измерений количества и показателей качества нефти/нефтепродуктов, блок измерений показателей качества нефти/нефтепродуктов

7.4.1 Консервацию сооружений и оборудования СИКН проводят в соответствии с документацией на консервацию и настоящим стандартом.

7.4.2 На период консервации устанавливают узлы контроля скорости коррозии на ТТ в соответствии с документацией на консервацию.

7.4.3 Контроль за давлением ИГС на ТТ осуществляют с помощью устанавливаемых манометров (или используют существующие манометры).

7.4.4 Консервация МТО, энергетического оборудования и оборудования АСУ ТП, входящих в состав СИКН, БИК, — в соответствии с 7.5—7.7.

7.4.5 Консервация оборудования системы сбора и обработки информации СИКН — в соответствии с 7.7.

7.4.6 Для сохранения исправности и работоспособности СИКН, находящихся в консервации, разрабатывают мероприятия, направленные на обеспечение предотвращения коррозионных процессов на внутренней и наружной поверхностях объектов, и организуют техническое обслуживание.

7.5 Механо-технологическое оборудование

7.5.1 Трубопроводная арматура

7.5.1.1 Консервацию трубопроводной арматуры проводят по документации на консервацию, эксплуатационным документам изготовителя и настоящему стандарту. При отсутствии эксплуатационных документов консервацию трубопроводной арматуры выполняют в следующем порядке:

- убеждаются в отсутствии рабочей среды в трубопроводной арматуре, находящейся под избыточным давлением;
- демонтируют предохранительную арматуру;
- перед проведением консервации предохранительную арматуру очищают от рабочей среды и пропаривают;
- поверхности изделий, подлежащие временной противокоррозионной защите, очищают от следов коррозии, загрязнений и высушивают;
- убеждаются, что материалы и вещества, применяемые для консервации, безопасны для людей и окружающей среды;
- поврежденные наружные антикоррозионные покрытия восстанавливают;
- на патрубки устанавливают заглушки, предохраняющие полости трубопроводной арматуры от загрязнения, попадания влаги и защищающие уплотнительные поверхности фланцев от повреждения.

7.5.1.2 Консервацию внутренней полости трубопроводной арматуры выполняют совместно с консервацией участка ТТ (заполнение ИГС) в соответствии с 7.1.

7.5.1.3 Перед консервацией запирающий элемент шиберных задвижек и шаровых кранов устанавливают в крайнее положение «Открыто», а запирающий элемент клиновых задвижек — в положение «Приоткрыто» на значение от 15 % до 20 % хода шпинделя.

7.5.1.4 При демонтаже электропривода задвижек на выступающую часть шпинделя и посадочные поверхности бугельного узла под электропривод наносят пушечную смазку по ГОСТ 19537 или иную консервационную смазку в соответствии с ГОСТ 9.014. Выступающую часть шпинделя и бугельный узел задвижки защищают от воздействия атмосферных осадков чехлом из водонепроницаемого материала (полиэтиленовая пленка по ГОСТ 10354, прорезиненная ткань или т. п.) с последующей заклейкой или завязыванием.

7.5.1.5 Консервацию шиберных задвижек выполняют с продувкой сжатым воздухом для вытеснения остатков воды и заполнением подшиберного пространства незамерзающей жидкостью с добавлением ингибитора коррозии.

7.5.1.6 После консервации во время хранения трубопроводной арматуры не реже одного раза в 12 мес проводят ее контрольный осмотр с целью определения надежности консервации.

7.5.1.7 При хранении свыше двух лет или при обнаружении дефектов временной противокоррозионной защиты при контрольных осмотрах в процессе хранения проводят переконсервацию.

7.5.1.8 Для переконсервации изделий используют варианты временной защиты и внутренней упаковки, примененные при их консервации.

7.5.1.9 При переконсервации допускается применять повторно неповрежденную в процессе хранения внутреннюю упаковку, а также средства временной противокоррозионной защиты после восстановления их защитной способности.

7.5.2 Системы сглаживания волн давления

7.5.2.1 Оборудование системы сглаживания волны давления консервируют в соответствии с документацией на консервацию, эксплуатационными документами изготовителя и настоящим стандартом.

7.5.2.2 При отсутствии эксплуатационных документов изготовителя консервацию выполняют в следующем порядке:

- убеждаются в отсутствии рабочих и разделительных сред в оборудовании и обвязке, находящихся под избыточным давлением;
- демонтируют источники газа высокого давления и хранят их в заводской упаковке по эксплуатационным документам изготовителя;
- демонтируют клапаны;
- очищают от рабочей среды и пропаривают;
- поверхности изделий, подлежащие временной противокоррозионной защите, очищают от следов коррозии, загрязнений и высушивают;
- убеждаются, что материалы и вещества, применяемые для консервации, безопасны для людей и окружающей среды;
- поврежденные наружные антикоррозионные покрытия восстанавливают;
- при наличии в конструкции клапана мембраны, ее демонтируют и утилизируют;
- на патрубки клапана устанавливают заглушки, предохраняющие полости от загрязнения, попадания влаги и защищающие уплотнительные поверхности фланцев от повреждения;
- вместо демонтированных клапанов устанавливают катушки (при их наличии) и проверяют наличие и целостность шунтирующих перемычек. При отсутствии катушек патрубки подводящих и отводящих трубопроводов к клапанам закрывают заглушками, обеспечивающими герметичность соединения при давлении ИГС;
- демонтируют мембраны из гидропневматических аккумуляторов;
- энергетическое оборудование и оборудование АСУ ТП консервируют в соответствии с 7.6 и 7.7 (при необходимости оборудование демонтируют);
- емкости для аварийного сброса рабочей среды консервируют в соответствии с 7.5.5;
- для обеспечения защиты от загрязнений, повреждений внутренних полостей и обеспечения консервации внутренних поверхностей оборудования и обвязки системы сглаживания волны давления все отверстия, патрубки, штуцеры закрывают заглушками или пробками, обеспечивающими герметичность соединения при давлении ИГС;
- внутренние поверхности оборудования и обвязки системы сглаживания волн давления (ССВД) консервируют совместно с оборудованием и трубопроводами, в систему которых они входят, в соответ-

ствии с 7.1. При отсутствии катушек отводящий трубопровод консервируют совместно с емкостью для аварийного сброса рабочей среды в соответствии с 7.5.5.

7.5.3 Фильтры-грязеуловители

7.5.3.1 Фильтры-грязеуловители консервируют в соответствии с документацией на консервацию, эксплуатационными документами изготовителя и настоящим стандартом.

7.5.3.2 При консервации с фильтров-грязеуловителей демонтируют съемные элементы лебедок и консольных кранов с талью. На открытые патрубки и фланцы устанавливают заглушки.

7.5.3.3 Фильтрующие элементы очищают от загрязнений, замазученности, пропаривают и устанавливают в фильтры-грязеуловители.

7.5.3.4 Наружные и внутренние поверхности фильтров-грязеуловителей очищают от следов коррозии, загрязнений, замазученности, пропаривают или обезжиривают, лакокрасочное и антикоррозионное покрытия восстанавливают.

7.5.3.5 Внутреннюю поверхность фильтров-грязеуловителей консервируют совместно с оборудованием и трубопроводами, в систему которых они входят, в соответствии с 7.1.

7.5.3.6 Оборудование АСУ ТП фильтров-грязеуловителей консервируют в соответствии с 7.7. При необходимости оборудование АСУ ТП демонтируют и передают для хранения (условие хранения — по ГОСТ 15150).

7.5.3.7 После консервации во время хранения не реже одного раза в 12 мес проводят контрольный осмотр с целью определения надежности консервации.

7.5.3.8 При хранении свыше двух лет или при обнаружении дефектов временной противокоррозионной защиты при контрольных осмотрах в процессе хранения проводят переконсервацию.

7.5.3.9 Для переконсервации изделий используют варианты временной защиты и внутренней упаковки, примененные при их консервации.

7.5.4 Системы сбора и откачки утечек НПС с вспомогательными трубопроводами

7.5.4.1 Системы сбора и откачки утечек консервируют в соответствии с документацией на консервацию и настоящим стандартом.

7.5.4.2 Трубопроводы системы сбора и откачки утечек очищают от следов коррозии, загрязнений, замазученности, пропаривают снаружи и изнутри, внешнюю поверхность обезжиривают, лакокрасочное покрытие восстанавливают.

7.5.4.3 Трубопроводы системы сбора и откачки утечек консервируют в соответствии с 7.1.

7.5.4.4 На все открытые отверстия системы сбора и откачки утечек (штуцеры, фланцы и т. д.) устанавливают заглушки и герметизируют при помощи заглушек, пробок, герметиков, паст.

7.5.4.5 Оборудование АСУ ТП системы сбора и откачки утечек консервируют в соответствии с 7.7. При необходимости оборудование АСУ ТП демонтируют и передают для хранения. Условие хранения — по ГОСТ 15150.

7.5.4.6 Емкости сбора утечек консервируют в соответствии с 7.5.15.

7.5.4.7 Запорную арматуру системы сбора и откачки утечек консервируют совместно с трубопроводами системы сбора и откачки утечек (заполнение ИГС). Консервацию внутренних полостей емкостей системы сбора и откачки утечек выполняют совместно со вспомогательными ТТ системы сбора и откачки утечек (заполнение ИГС).

7.5.4.8 Насосное оборудование, входящее в состав системы сбора и откачки утечек, консервируют в соответствии с 7.5.13.

7.5.4.9 После консервации системы сбора и откачки утечек во время хранения не реже одного раза в 6 мес проводят контрольный осмотр с целью определения надежности консервации.

7.5.4.10 Не реже одного раза в 12 мес проводят проверку работоспособности дыхательных клапанов системы сбора и откачки утечек, а также контроль состояния антикоррозионного покрытия металлоконструкций и оборудования.

7.5.4.11 При хранении свыше двух лет или при обнаружении дефектов временной противокоррозионной защиты системы сбора и откачки утечек при контрольных осмотрах в процессе хранения проводят переконсервацию.

7.5.4.12 Для переконсервации системы сбора и откачки утечек используют варианты временной защиты и внутренней упаковки, примененные при ее консервации.

7.5.5 Подземные емкости, горизонтальные стальные резервуары и резервуары, не участвующие в перекачке

7.5.5.1 Подземные емкости, горизонтальные стальные резервуары и резервуары, не участвующие в перекачке, консервируют в соответствии с документацией на консервацию и настоящим стандартом.

7.5.5.2 Консервацию внутренней поверхности емкостей и резервуаров выполняют в следующем порядке:

- после освобождения от нефти/нефтепродуктов подземную емкость очищают вручную от нефтешлама и загрязнений;
- проводят пропарку, дегазацию дренажной емкости;
- в дренажную емкость помещают (подвешивают) контейнеры с ингибитором коррозии в соответствии с ГОСТ 9.014;
- дренажную емкость отключают от всех трубопроводов, связанных с ней (закрыты и обесточены задвижки), под люк устанавливают прокладку и герметично закрывают, на патрубки устанавливают заглушки.

7.5.5.3 Емкости и резервуары заполняют через горловину незамерзающей КЖ (для предотвращения всплытия) до минимального уровня. Оставшийся объем емкости и прилегающие участки трубопроводов до заглушек заполняют с помощью опущенного в емкость контейнера с летучим ингибитором.

7.5.5.4 На все открытые отверстия системы (штуцеры, фланцы и т. д.) устанавливают заглушки и герметизируют при помощи заглушек, пробок, герметиков, паст.

7.5.5.5 Насосное оборудование, входящее в состав [подземных емкостей, горизонтальных стальных резервуаров и резервуаров, не участвующих в перекачке,] консервируют в соответствии с 7.5.13.

7.5.5.6 Дыхательные клапаны емкостей и резервуаров демонтируют и передают для хранения (условия хранения — по ГОСТ 15150), на их место устанавливают фланцевые заглушки.

7.5.5.7 Оборудование АСУ ТП емкостей и резервуаров консервируют в соответствии с 7.7. При необходимости оборудование АСУ ТП демонтируют и передают для хранения (условия хранения — по ГОСТ 15150).

7.5.5.8 После консервации емкостей и резервуаров во время хранения не реже одного раза в год проводят контрольный осмотр с целью определения надежности консервации.

7.5.5.9 При хранении емкостей и резервуаров свыше двух лет или при обнаружении дефектов временной противокоррозионной защиты при контрольных осмотрах в процессе хранения проводят переконсервацию.

7.5.5.10 Для переконсервации емкостей и резервуаров используют варианты временной защиты и внутренней упаковки, примененные при их консервации.

7.5.6 Вентиляционные системы

7.5.6.1 Вентиляционные системы консервируют в соответствии с документацией на консервацию и настоящим стандартом.

7.5.6.2 Внутренние поверхности вентиляторов и воздухопроводов консервируют в соответствии с ГОСТ 9.014 методом статического осушения воздуха с применением влагопоглотителей или методом использования летучих ингибиторов.

7.5.6.3 Перед консервацией вентиляционную систему продувают воздухом от 20 до 30 мин для удаления с поверхности следов влаги.

7.5.6.4 Закладку технического силикагеля по ГОСТ 3956 проводят внутрь участков воздухопроводов вентиляционных систем при демонтаже секций последних и в полость вентилятора с последующей герметизацией заглушками с резиновыми прокладками, которые устанавливают на фланцах вентилятора и на конечных участках воздухопровода. Имеющиеся отверстия на воздухопроводах закрывают поливинилхлоридной лентой путем обмотки вокруг воздухопровода.

7.5.6.5 Для консервации вентиляционных систем применяют силикагель, содержащий не более 2 % влаги. При содержании влаги более 2 % его осушают. Нормы закладки силикагеля при консервации герметичных объемов устанавливают из расчета 1 кг/м^3. Возможна консервация внутренних поверхностей ингибированным воздухом при использовании в качестве ингибиторов порошков. После продувки ингибированным воздухом систему герметизируют.

7.5.6.6 Если отсутствует возможность использования ингибированного воздуха, допускается применение защиты путем помещения в полости контейнеров с летучим ингибитором, которые подвешивают через фланцевые соединения.

7.5.6.7 Наружные металлические поверхности, не имеющие антикоррозионного покрытия, покрывают пушечной смазкой по ГОСТ 19537 или иной консервационной смазкой в соответствии с ГОСТ 9.014.

7.5.6.8 После консервации во время хранения не реже одного раза в 6 мес проводят проверку влагопоглотителей в вентиляционной системе на содержание влаги и смазки на валу вентиляционного агрегата, а также выполняют контроль состояния лакокрасочного покрытия металлоконструкций.

7.5.6.9 Для сохранения исправности и работоспособности вентиляционных систем, находящихся в консервации, разрабатывают мероприятия, направленные на обеспечение предотвращения коррозионных процессов на внутренней и наружной поверхностях объектов, и организуют техническое обслуживание.

7.5.6.10 При расконсервации проводят проверку систем вентиляции и системы аварийной вентиляции технологических помещений. Проверку проводит специализированная организация или аттестованная лаборатория.

7.5.7 Системы водоснабжения и водопотребления

7.5.7.1 Системы водоснабжения и водопотребления (за исключением систем противопожарного водоснабжения) консервируют в соответствии с документацией на консервацию и настоящим стандартом.

7.5.7.2 Наружные поверхности водопроводных труб систем водоснабжения и водопотребления надземной прокладки очищают от грязи, продуктов коррозии, обезжиривают, лакокрасочное покрытие восстанавливают.

7.5.7.3 Для исключения заиливания скважины проводят периодические промывки скважины, удаляют отложения легкорастворимых солей, нерастворимые отложения (шлам, накипь, оксид железа) с периодичностью один раз в 3 мес.

7.5.7.4 Для удаления водорастворимых солей выполняют промывку систем водоснабжения и водопотребления водой при скорости в трубопроводах не менее 2 м/с до осветления.

7.5.7.5 Консервацию внутренних поверхностей трубопроводов систем водоснабжения и водопотребления, выведенных из эксплуатации, включая внутренние полости установленной на трубопроводах запорной арматуры, проводят 20—30 %-ным водным раствором нитрита натрия с добавлением 0,3 % — 0,5 % кальцинированной соды. Для заполнения консервируемого участка в начале и конце его при необходимости вваривают технологические штуцеры. После проведения консервации проводят герметизацию внутренних поверхностей трубопроводов с помощью пробок и заглушек.

7.5.7.6 Наружные металлические поверхности запорной арматуры, установленной на трубопроводах системы водоснабжения и водопотребления, выведенной из эксплуатации, не имеющие антикоррозионного покрытия, покрывают пушечной смазкой по ГОСТ 19537 или иной консервационной смазкой по ГОСТ 9.014.

7.5.7.7 Насосное оборудование, установленное на трубопроводах системы водоснабжения и водопотребления, выведенное из эксплуатации, консервируют в соответствии с 7.5.13.

7.5.7.8 После консервации не реже одного раза в 6 мес проводят поверку работоспособности МТО, входящего в системы водоснабжения и водопотребления, путем ручного открытия-закрытия запорной арматуры, а также выполняют контроль состояния лакокрасочного покрытия металлоконструкций.

7.5.8 Стационарные ресиверы, установки осушки воздуха, компрессоры

7.5.8.1 Консервацию стационарных ресиверов, установок осушки воздуха, компрессоров выполняют в соответствии с документацией на консервацию, эксплуатационными документами изготовителя и настоящим стандартом.

7.5.8.2 Перед консервацией компрессоров проверяют уровень смазочного масла. При необходимости добавляют смазочное масло.

7.5.8.3 Внутреннюю поверхность стационарных ресиверов, установки осушки воздуха, компрессоров и прилагаемого к ним оборудования консервируют по ГОСТ 9.014.

7.5.8.4 Лакокрасочное и антикоррозионное покрытия стационарных ресиверов, установок осушки воздуха, компрессоров восстанавливают.

7.5.8.5 После консервации во время хранения не реже одного раза в 6 мес проводят контрольный осмотр стационарных ресиверов, установок осушки воздуха, компрессоров с целью определения надежности консервации. Обнаруженные при этом неисправности подлежат устранению. При осмотре проводят:

- проверку уровня масла, при необходимости его долив;
- контроль отсутствия утечек воздуха в пневматической системе;
- проверку лакокрасочного покрытия.

7.5.8.6 Не реже оного раза в 12 мес проводят контроль технического состояния стационарных ресиверов, установок осушки воздуха, компрессоров с включением оборудования.

7.5.9 Системы канализации, очистные сооружения

7.5.9.1 Системы канализации, очистные сооружения консервируют в соответствии с документацией на консервацию, эксплуатационными документами изготовителя и настоящим стандартом.

7.5.9.2 В низших точках систем проверяют наличие спускных устройств для опорожнения, при отсутствии их устанавливают.

7.5.9.3 Консервацию внутренних поверхностей, включая внутренние полости установленной на трубопроводе запорной арматуры, проводят 20—30 %-ным водным раствором нитрита натрия с добавлением 0,3 % — 0,5 % кальцинированной соды.

7.5.9.4 Насосное оборудование, входящее в состав систем канализации, МТО очистных сооружений, систем канализации очистных сооружений, консервируют в соответствии с 7.5.17.

7.5.9.5 После консервации во время хранения не реже двух раз в год (осенне-весенний период) проводят контрольный осмотр системы канализации, МТО очистных сооружений и системы канализации очистных сооружений с целью определения надежности консервации. Обнаруженные при этом неисправности подлежат устранению. При осмотре проводят:

- контрольный осмотр трубопровода и канализационных колодцев. При необходимости их очищают от мусора и грязи, промывают водой;
- поверку работоспособности МТО путем ручного открытия-закрытия запорной арматуры;
- контроль состояния лакокрасочного покрытия металлоконструкций.

7.5.10 Подъемные сооружения

7.5.10.1 ПС консервируют в соответствии с документацией на консервацию, эксплуатационными документами изготовителя и настоящим стандартом.

7.5.10.2 Консервация ПС включает в себя подготовку поверхностей перед нанесением средств временной противокоррозионной защиты и их нанесение.

7.5.10.3 ПС отключают от энергоснабжения.

7.5.10.4 Наружные металлические поверхности, не имеющие антикоррозионного покрытия, покрывают консервационной пушечной смазкой по ГОСТ 19537 или иной консервационной смазкой в соответствии с ГОСТ 9.014.

7.5.10.5 Торы, цепи, крюки демонтируют и консервируют нанесением консервационной смазки в соответствии с ГОСТ 9.014. После консервации обеспечивают условия хранения по ГОСТ 15150.

7.5.10.6 ПС, эксплуатируемые на открытом воздухе, перед консервацией демонтируют. После консервации обеспечивают условия хранения ПС по ГОСТ 15150.

7.5.10.7 Энергетическое оборудование консервируют в соответствии с 7.6. При необходимости энергетическое оборудование демонтируют.

7.5.10.8 После консервации во время хранения не реже одного раза в год проводят контроль технического состояния ПС с целью определения надежности консервации. Обнаруженные при этом неисправности подлежат устранению. При осмотре проводят:

- проверку состояния лакокрасочного покрытия металлоконструкций;
- проверку работоспособности ПС с включением оборудования;
- добавление смазки в подшипники, редукторы и уплотнения валов.

7.5.10.9 Для сохранения исправности и работоспособности ПС, находящихся в консервации, разрабатывают мероприятия, направленные на обеспечение предотвращения коррозионных процессов на внутренней и наружной поверхности, и организуют техническое обслуживание.

7.5.11 Двигатели внутреннего сгорания

7.5.11.1 Консервацию ДВС выполняют в соответствии с документацией на консервацию, эксплуатационными документами изготовителя и настоящим стандартом.

7.5.11.2 Консервацию ДВС выполняют не ранее чем через 8 ч после их остановки.

7.5.11.3 ДВС запускают и дают ему поработать на холостом ходу до достижения температуры масла на выходе из двигателя от 40 °С до 45 °С.

7.5.11.4 ДВС останавливают, масло сливают из маслосистемы (картера, регулятора, фильтров, трубопроводов). Маслосистему промывают дизельным топливом. Охлаждающую воду сливают из системы охлаждения.

7.5.11.5 Цилиндры вскрывают и вынимают поршни. Поршни, крышки и цилиндровые втулки очищают от нагара. При необходимости притирают клапаны. Поршни и крышки собирают и устанавливают на место.

7.5.11.6 Масляные фильтры вскрывают, детали фильтров и фильтрующие элементы очищают, промывают дизельным топливом, обдувают сжатым воздухом. При необходимости фильтрующие элементы заменяют. Собирают фильтры.

7.5.11.7 Маслосистему заполняют консервационным маслом по ГОСТ 10877 в количестве, достаточном для кратковременной работы ДВС (в соответствии с эксплуатационными документами изготовителя).

7.5.11.8 ДВС запускают и дают ему поработать на холостом ходу от 7 до 10 мин.

7.5.11.9 ДВС останавливают. Воду сливают из системы охлаждения. Трубопроводы и все водяные полости продувают сжатым воздухом при открытых краниках и сливных пробках. Для более полного осушения на время продувки разъединяют фланцы водяных трубопроводов в наиболее низко расположенных местах.

7.5.11.10 Топливные фильтры вскрывают, детали фильтров и фильтрующие элементы очищают, промывают дизельным топливом, обдувают сжатым воздухом, покрывают консервационным маслом по ГОСТ 10877 и собирают.

7.5.11.11 Снимают форсунки, очищают их, промывают дизельным топливом, просушивают сжатым воздухом, прокачивают через них консервационное масло по ГОСТ 10877.

7.5.11.12 Через штуцер подвода топлива к топливному коллектору заполняют коллектор и внутреннее пространство топливных насосов консервационным маслом по ГОСТ 10877 до появления его в отверстии для пробки напорного топливного коллектора. Сливают смазку, закрывают пробку и арматуру на трубопроводах подачи топлива.

7.5.11.13 Заливают в каждый цилиндр через форсуночные отверстия или отверстия под свечи накаливания при положении поршня в верхней мертвой точке консервационное масло по ГОСТ 10877 до заполнения камеры сгорания. Вал двигателя при этом проворачивают вручную. После заливки смазки в цилиндры проворачивать вал двигателя запрещается. Валоповоротное устройство опломбируют.

7.5.11.14 Консервационное масло по ГОСТ 10877 сливают из картера двигателя и других полостей. Маслобак заполняют чистым рабочим маслом с ингибитором коррозии до рабочего уровня и оставляют масло на все время консервации.

7.5.11.15 Форсунки, крышки, кожухи устанавливают на место.

7.5.11.16 Насосы водяного охлаждения снимают, разбирают сальники, очищают детали насосов, промывают их дизельным топливом, покрывают консервационным маслом по ГОСТ 10877, собирают и устанавливают на место. Закрывают всю арматуру системы водяного охлаждения для ее герметизации.

7.5.11.17 Топливные емкости опорожняют, пропаривают и заполняют инертным газом. Наружные обработанные поверхности консервируют пластичными защитными смазками.

7.5.11.18 Трубопроводы от топливных емкостей промывают, пропаривают, наружную поверхность обезжиривают, наружное лакокрасочное покрытие восстанавливают.

7.5.11.19 После консервации во время хранения не реже одного раза в год проводят контрольный осмотр с целью определения надежности консервации.

7.5.11.20 При обнаружении дефектов временной противокоррозионной защиты при контрольных осмотрах в процессе хранения проводят переконсервацию.

7.5.12 Механические указывающие уровнемеры, пробозаборные устройства

7.5.12.1 Механические указывающие уровнемеры демонтируют, консервируют и хранят в соответствии с документацией на консервацию, эксплуатационными документами изготовителя и настоящим стандартом.

7.5.12.2 Пробозаборные устройства герметизируют вместе с ТТ, наружные обработанные поверхности консервируют пластичными защитными смазками.

7.5.13 Магистральные и подпорные насосы

7.5.13.1 Консервацию НМ и НП выполняют в соответствии с документацией на консервацию, эксплуатационными документами изготовителя и настоящим стандартом.

7.5.13.2 НМ и НП консервируют совместно с ТТ путем заполнения ИГС. Роторы насосов предварительно демонтируют и устанавливают в специально подготовленный стенд. Обеспечивают хранение роторов в вертикальном положении. Наружные металлические поверхности деталей насосов, не имеющие антикоррозионного покрытия, покрывают консистентной смазкой.

7.5.13.3 При консервации НМ и НП выполняют:

- отсоединение ЭД от НМ/НП;
- снятие полумуфты с выводного конца вала;

- демонтаж роторов, нанесение на поверхности роторов консистентной смазки, размещение роторов для длительного хранения на специальном стенде в вертикальном положении в помещении;
- сборку насоса без ротора и установку заглушек на посадочные места торцевых уплотнений;
- установку межфланцевых заглушек с заменой уплотнений на фланцевых соединениях трубопроводов дренажа утечек нефти/нефтепродуктов от насосов;
- нанесение на поверхности торцевых уплотнений, подшипников, пластинчатой муфты консистентной смазки и обеспечение условий их хранения не ниже Ж3 по ГОСТ 15150.

7.5.13.4 Для консервации насосов используют смазку по ГОСТ 9.014. Для запасных частей, инструмента и принадлежностей — консервационное масло по ГОСТ 10877.

7.5.13.5 Консервацию внутренних полостей системы затворной жидкости НМ проводят рабоче-консервационными маслами по ГОСТ 9.014.

7.5.13.6 Все открытые отверстия устройств герметизируют при помощи заглушек, пробок, герметиков, паст.

7.5.13.7 Запорную арматуру, входящую в состав системы затворной жидкости НМ, консервируют совместно с трубопроводами.

7.5.13.8 Консервацию внутренних полостей мультипликатора НМ проводят рабоче-консервационными маслами по ГОСТ 9.014.

7.5.13.9 После консервации во время хранения насосного оборудования не реже одного раза в 12 мес проводят его контрольный осмотр с целью определения надежности консервации.

7.5.13.10 При хранении насосного оборудования свыше двух лет или при обнаружении дефектов временной противокоррозионной защиты при контрольных осмотрах в процессе хранения проводят переконсервацию.

7.5.13.11 Для переконсервации насосного оборудования используют варианты временной защиты и внутренней упаковки, примененные при его консервации.

7.5.13.12 При переконсервации насосного оборудования допускается применять повторно неповрежденную в процессе хранения внутреннюю упаковку, а также средства временной противокоррозионной защиты после восстановления их защитной способности.

7.5.14 Гидромуфты магистральных насосных агрегатов

7.5.14.1 Консервацию гидромуфты МНА выполняют в соответствии с документацией на консервацию, эксплуатационными документами изготовителя и настоящим стандартом.

7.5.14.2 Для консервации гидромуфты МНА необходимо распылить на все вращающиеся детали, внутренние поверхности трубопроводов и перегородки свободное от растворителей консервационное масло по ГОСТ 10877 (вариант защиты ВЗ-1 по ГОСТ 9.014), при этом вращающиеся детали необходимо проворачивать.

7.5.15 Маслосистемы

7.5.15.1 Маслосистемы консервируют в соответствии с документацией на консервацию, эксплуатационными документами изготовителя и настоящим стандартом.

7.5.15.2 Консервацию внутренних полостей маслосистем выполняют прокачкой турбинного масла с добавлением ингибитора коррозии или консервационного масла по ГОСТ 9.014.

7.5.15.3 При консервации маслосистемы рабоче-консервационными маслами (вариант защиты — ВЗ-2 по ГОСТ 9.014) герметизацию внутренних полостей допускается не проводить.

7.5.15.4 Маслонасосы демонтируют и обеспечивают условия их хранения не ниже Ж3 по ГОСТ 15150. На место маслонасосов устанавливают трубную проставку на фланцевых соединениях.

7.5.15.5 Запорную арматуру маслосистемы консервируют совместно с трубопроводами маслосистемы.

7.5.15.6 Емкости для хранения масла, рабочие и резервные емкости маслосистемы, емкости аккумулирующего маслобака маслосистемы заполняют чистым рабочим маслом с ингибитором коррозии до рабочего уровня и оставляют масло на все время консервации.

7.5.16 Системы охлаждения магистрального насосного агрегата, включая аппарат воздушного охлаждения и градирни

7.5.16.1 Консервацию систем охлаждения МНА выполняют в соответствии с документацией на консервацию, эксплуатационными документами изготовителя и настоящим стандартом.

7.5.16.2 Для консервации системы охлаждения МНА выполняют:
- слив из соответствующих контуров охлаждающей жидкости и воды;
- продув системы охлаждения ИГС.

7.5.16.3 Насосное оборудование системы охлаждения МНА консервируют в соответствии с пунктом 7.5.13.

7.5.16.4 Запорную арматуру консервируют совместно с трубопроводами системы охлаждения МНА.

7.5.17 Насосы вспомогательных систем

7.5.17.1 Консервацию насосов вспомогательных систем выполняют в соответствии с документацией на консервацию, эксплуатационными документами изготовителя и настоящим стандартом.

7.5.17.2 Если эксплуатационные документы изготовителя отсутствуют, консервацию насосов вспомогательных систем выполняют в следующем порядке:

- убеждаются, что рабочая среда удалена из насоса, корпус насоса не находится под избыточным давлением;
- демонтируют насос;
- демонтируют и консервируют контрольно-измерительные приборы;
- поверхности изделий, подлежащие временной противокоррозионной защите, очищают от следов коррозии, загрязнений и высушивают;
- поврежденные наружные антикоррозионные покрытия восстанавливают;
- на поверхности деталей насоса, не имеющих защитного антикоррозионного покрытия, наносят консервационную смазку в соответствии с ГОСТ 9.014;
- патрубки подводящих и отводящих трубопроводов к насосам закрывают заглушками, обеспечивающими герметичность соединения при давлении ИГС;
- все открытые отверстия системы (штуцеры, фланцы и т. д.) герметизируют при помощи заглушек, пробок, герметиков, паст.

7.5.18 Оборудование систем автоматического пожаротушения

7.5.18.1 Консервацию МТО систем автоматического пожаротушения выполняют в соответствии с документацией на консервацию, эксплуатационными документами изготовителя и настоящим стандартом.

7.5.18.2 Если эксплуатационные документы изготовителя отсутствуют, консервацию МТО выполняют в следующем порядке:

- поверхности изделий, подлежащие временной противокоррозионной защите, очищают от следов коррозии, загрязнений и высушивают;
- убеждаются, что материалы и вещества, применяемые для консервации, безопасны для людей и окружающей среды;
- поврежденные наружные антикоррозионные покрытия восстанавливают;
- на патрубки устанавливают заглушки, предохраняющие полости от загрязнения, попадания влаги и защищающие уплотнительные поверхности фланцев от повреждения.

7.5.18.3 После консервации МТО систем автоматического пожаротушения во время хранения оборудования не реже одного раза в 12 мес проводят его контрольный осмотр с целью определения надежности консервации.

7.6 Энергетическое оборудование

7.6.1 Маслонаполненное оборудование

7.6.1.1 Консервацию маслонаполненного оборудования проводят в соответствии с документацией на консервацию, эксплуатационными документами изготовителя и настоящим стандартом.

7.6.1.2 Течи масла из оборудования устраняют. Выпускные краны и краны, предусмотренные для отбора проб масла, закрывают и заклинивают (запирают на замок или защищают металлическими коробами, снимающимися только после отпирания замков). Замки на заклиненных вентилях и кранах пломбируют.

7.6.1.3 Маслонаполненное оборудование (измерительные трансформаторы, масляные выключатели и т. д.) заполняют маслом таким образом, чтобы при бездействии оборудования в зимних условиях не происходило опускания уровня масла ниже минимальных отметок.

7.6.1.4 Фарфоровые изоляторы покрывают углеводородной диэлектрической пастой. Металлическую арматуру на изоляторах смазывают консервационным маслом по ГОСТ 10877.

7.6.1.5 Маслоуказательные стекла маслонаполненного оборудования открытых распределительных устройств закрывают чехлами из водонепроницаемого, маслостойкого упаковочного материала, устойчивого к ультрафиолетовому излучению.

7.6.2 Элегазовое высоковольтное оборудование (выключатели, измерительные трансформаторы тока и напряжения)

Консервацию элегазового высоковольтного оборудования (выключателей, измерительных трансформаторов тока и напряжения) проводят в соответствии с документацией на консервацию, эксплуатационными документами изготовителя и настоящим стандартом.

7.6.3 Коммутационная аппаратура

7.6.3.1 Консервацию коммутационной аппаратуры проводят в соответствии с документацией на консервацию, эксплуатационными документами изготовителя и настоящим стандартом.

7.6.3.2 Все выключатели, разъединители, отделители, рубильники и автоматы распределительных устройств отключают (все контакты разомкнуты), приводы разъединителей и отделителей надежно заклинивают (запирают на замки, закрепляют болтами с контргайками). Все отверстия в корпусах выключателей плотно закрывают заглушками.

7.6.3.3 Металлическую арматуру на вводах выключателей покрывают консервационным маслом по ГОСТ 10877.

7.6.4 Релейная защита и автоматика

7.6.4.1 РЗА консервируют в соответствии с документацией на консервацию, эксплуатационными документами изготовителя и настоящим стандартом.

7.6.4.2 При консервации РЗА проверяют состояние и обеспечивают целостность смотровых стекол приборов и реле, крышек, кожухов и их креплений, уплотнений. Пыль из реле и других устройств удаляют.

7.6.4.3 Для предотвращения попадания в аппаратуру РЗА пыли проклеивают все неплотности кожухов и крышек прорезиненной тканью на резиновом клее или надевают пылезащитные чехлы из прорезиненной ткани на реле, приборы и вспомогательные устройства. Чехлы плотно крепят снаружи бечевкой. Смазка каких-либо деталей или узлов реле не допускается.

7.6.4.4 Устройства РЗА, предназначенные для работы в закрытых сухих отапливаемых помещениях, снимают со щитов, пультов и панелей и отсоединяют их от кабелей. Концы контрольных кабелей маркируют.

7.6.4.5 Каждое устройство РЗА перед упаковкой снабжают табличкой, в которой указывают его назначение, место установки (панель, пульт) и обозначение в соответствии с монтажной схемой.

7.6.4.6 Устройства РЗА оборачивают (каждое отдельно) промасленной или парафинированной бумагой и помещают в картонные коробки. Подвижные части реле и гибкие неподвижные контакты перед упаковкой фиксируют.

7.6.4.7 Картонные коробки с устройствами РЗА укладывают в ящики. Ящики хранят в специально предназначенном для хранения приборов отапливаемом помещении.

7.6.4.8 Устройства РЗА, предназначенные для работы в закрытых неотапливаемых помещениях (с температурой окружающего воздуха от минус 20 °С до плюс 45 °С для реле и от минус 30 °С до плюс 40 °С для электроизмерительных щитовых приборов), не допускается снимать со щитов, пультов и панелей и не допускается отсоединять от кабелей, если в помещении, где они установлены, колебания температуры не превышают пределы от минус 20 °С до плюс 40 °С при относительной влажности воздуха не более 80 %. Смазка каких-либо деталей и узлов реле и в этом случае не допускается. На аппаратуру РЗА надевают чехлы.

7.6.4.9 Временной противокоррозионной защите подлежат клеммные колодки, реле, не имеющие защитных покрытий.

7.6.5 Воздушные и кабельные линии и линии связи

7.6.5.1 Воздушные и кабельные линии и линии связи консервируют в соответствии с документацией на консервацию, эксплуатационными документами изготовителя и настоящим стандартом.

7.6.5.2 Спуски от линий электропередачи, а также подводящие и отводящие кабельные линии отсоединяют от консервируемого оборудования.

7.6.5.3 Места контактных соединений проводов и шин с оборудованием покрывают неокисляющейся смазкой.

7.6.5.4 Источники питания цепей связи (гальванические элементы), которые не допускается хранить при отрицательных значениях температуры окружающей среды, демонтируют и хранят в отапливаемом помещении.

7.6.6 Сухие трансформаторы

7.6.6.1 Сухие трансформаторы консервируют в соответствии с документацией на консервацию, эксплуатационными документами изготовителя и настоящим стандартом.

7.6.6.2 Шинопроводы, подходящие к сухому трансформатору, отсоединяют от вводов.

7.6.6.3 Места контактных соединений шин с сухим трансформатором и токоведущие части вводов (шпильки, лопатки) покрывают неокисляющейся смазкой.

7.6.6.4 Сухой трансформатор закрывают чехлом из влагонепроницаемого эластичного материала (например, полиэтиленовой пленкой по ГОСТ 10354) с размещением в чехле технического силикагеля по ГОСТ 3956. Кромки чехла уплотняют путем приклейки их к выступающим из чехла частям деталей для герметизации.

7.6.7 Дизельные электростанции

7.6.7.1 ДЭС консервируют в соответствии с документацией на консервацию, эксплуатационными документами изготовителя и настоящим стандартом.

7.6.7.2 Консервацию двигателей ДЭС проводят аналогично консервации ДВС (см. 7.5.11).

7.6.7.3 Генератор, стартерный аккумулятор, системы пневматического пуска, системы автоматизации и остальные составные части ДЭС консервируют в соответствии с эксплуатационными документами изготовителя.

7.6.7.4 При расположении ДЭС на ЛЧ МТ предусматривают демонтаж ДЭС, перевозку и хранение на площадочном объекте.

7.6.8 Электродвигатели магистральных и подпорных насосных агрегатов

7.6.8.1 ЭД МНА и ПНА консервируют в соответствии с документацией на консервацию, эксплуатационными документами изготовителя и настоящим стандартом.

7.6.8.2 ЭД МНА и ПНА консервируют в сухом закрытом помещении при температуре не ниже 12 °С и относительной влажности воздуха не более 70 %. Такую же температуру имеют консервируемые детали. Резкие колебания температуры при консервации не допускаются.

7.6.8.3 Охлаждающую жидкость и воду сливают из соответствующих контуров водяных охладителей. Систему охлаждения продувают сжатым азотом.

7.6.8.4 При разборке ЭД необходимо принять меры по обеспечению сохранности взрывозащитных поверхностей (для взрывозащищенных ЭД), а также лобовых частей обмотки статора.

7.6.8.5 Со стальных и чугунных деталей, с деталей из цветных металлов и сплавов удаляют коррозию.

7.6.8.6 Подшипники скольжения и качения ЭД смазывают.

7.6.8.7 Все консервируемые поверхности деталей ЭД подготавливают к консервации путем промывки уайт-спиритом по ГОСТ 3134 или керосином с последующим тщательным протиранием чистой салфеткой и сушкой.

7.6.8.8 Консервацию ЭД проводят не позднее чем через 2 ч после подготовки поверхности к консервации.

7.6.8.9 Смазку на детали ЭД наносят кистью в два слоя, крест-накрест, пульверизацией осушенным и очищенным воздухом или методом окунания. Толщина консервационной смазки непосредственно после нанесения — не менее 0,5 мм. Покрытие — сплошное, без пропусков.

7.6.8.10 Консервационное масло по ГОСТ 10877 наносят на следующие подготовленные поверхности деталей ЭД:

- поверхности, обозначенные «ВЗРЫВ», кроме поверхностей «ВЗРЫВ» на валу и на уплотнениях по валу;
- резьбовые отверстия, посадочные места уплотнений, крышек и корпусов подшипников, участки вала под уплотнения подшипниковые, шейки вала под подшипники, вкладыши, кольца смазочные.

7.6.8.11 На поверхности, обозначенные «ВЗРЫВ», на вал и на уплотнения по валу наносят смазку по ГОСТ 21150.

7.6.8.12 Пушечную смазку по ГОСТ 19537 наносят на следующие поверхности деталей ЭД:

- конец вала;
- табличка;
- знак заземления, указатель вращения;
- детали с гальваническим покрытием (болты, гайки);
- подшипниковые уплотнения;
- вкладыши подшипников.

После нанесения пушечной смазки необходимо обеспечить защиту поверхностей деталей ЭД от коррозии.

7.6.8.13 Конец вала ЭД после оборачивания парафиновой бумагой необходимо обернуть водонепроницаемой пленкой и обвязать стеклолентой любой марки.

7.6.8.14 Детали с гальваническим покрытием (болты, гайки) и подшипниковые уплотнения необходимо после оборачивания парафиновой бумагой обвязать стеклолентой любой марки.

7.6.8.15 Вкладыши подшипников скольжения после оборачивания парафиновой бумагой покрывают вторым слоем пушечной смазки, вторично оборачивают парафиновой бумагой и обвязывают стеклолентой любой марки.

7.6.8.16 Выполняют сборку ЭД с установкой ротора на транспортировочную оснастку с установкой необходимых транспортировочных заглушек и фиксаторов, поставляемых вместе с ЭД.

7.6.8.17 ЭД в законсервированном состоянии и запасные части к нему допускается хранить в закрытом помещении. Условия хранения — группа 5 (ОЖ4) по ГОСТ 15150.

7.6.8.18 Срок хранения ЭД в законсервированном состоянии — два года. По истечении указанного срока необходимо проводить переконсервацию ЭД и комплекта запасных частей, инструмента и принадлежностей.

7.6.8.19 При длительном хранении необходимо проводить внешний осмотр ЭД не реже одного раза в 6 мес. Во время осмотра, при необходимости, очищают от пыли и заменяют антикоррозионную смазку, покрывающую наружные неокрашенные части.

7.6.8.20 На ЭД с подшипниками качения, а также на ЭД, для которых существуют особые указания в технических документах, в процессе хранения необходимо с периодичностью один раз в месяц отсоединять стопорное устройство и проводить прокручивание вала от руки.

7.6.9 Электроприводы запорной арматуры

7.6.9.1 Консервацию электроприводов запорной арматуры выполняют в соответствии с документацией на консервацию, эксплуатационными документами изготовителя и настоящим стандартом.

7.6.9.2 При выполнении работ:

- отключают электропривод от источника электроэнергии. Снимают электропривод с фланца арматуры;
- проводят осмотр деталей и узлов на наличие неисправностей и загрязнений. Проверяют наличие смазки в электроприводе;
- проводят удаление загрязнений с наружных и рабочих поверхностей;
- оборачивают электропривод парафиновой бумагой по ГОСТ 9569;
- электропривод после оборачивания парафиновой бумагой оборачивают полиэтиленовой пленкой по ГОСТ 10354;
- внутрь упаковки закладывают необходимое количество силикагеля. Непосредственно под пленку закладывают силикагель-индикатор по ГОСТ 8984. Упаковку обвязывают стеклолентой любой марки.

7.6.9.3 Электроприводы необходимо хранить на отапливаемых складах.

7.6.9.4 Условия хранения — группа 3 по ГОСТ 15150 в течение трех лет.

7.6.9.5 При длительном хранении проводят внешний осмотр двигателя электропривода не реже одного раза в 6 мес. Во время осмотра проверяют состояние упаковки и показания силикагеля-индикатора по ГОСТ 8984, синий и фиолетовый цвета которого указывают на допустимое значение относительной влажности, розовый — на необходимость переконсервации изделий. При повреждении чехла из полиэтиленовой пленки проводят переконсервацию изделия.

7.6.10 Частотные преобразователи и устройства плавного пуска электродвигателей

7.6.10.1 Частотные преобразователи и устройства плавного пуска ЭД консервируют в соответствии с документацией на консервацию, эксплуатационными документами изготовителя и настоящим стандартом.

7.6.10.2 Частотные преобразователи и устройства плавного пуска отключают от силового и оперативного питания электроэнергией.

7.6.10.3 Удаляют пыль и загрязнения с поверхности шкафов.

7.6.10.4 Проверяют состояние фильтрующих элементов на входе системы вентиляции и заменяют их, при необходимости.

7.6.10.5 Проверяют состояние подводящих кабелей и надежность клеммных соединений.

7.6.10.6 При соблюдении условий хранения, соответствующих группе 2(С) по ГОСТ 15150, специальных мер по консервации не требуется.

7.6.10.7 Для частотных преобразователей необходимо подготовить к консервации систему охлаждения частотного преобразователя:

- слить из соответствующих контуров охлаждающую жидкость и воду;
- продуть систему охлаждения сжатым азотом.

7.6.10.8 При длительном хранении необходимо проводить внешний осмотр ЭД не реже одного раза в 6 мес. Во время осмотра при необходимости очищают от пыли наружные поверхности шкафов и проверяют соблюдение условий хранения.

7.6.11 Котлы, деаэраторы, дымовые трубы

7.6.11.1 Консервацию котлов и деаэраторов проводят сухим способом с установкой влагопоглотителя, способом динамической осушки воздуха или газовым способом (с заполнением ИГС) в соответствии с документацией на консервацию, эксплуатационными документами изготовителя и настоящим стандартом.

7.6.11.2 Дымовую трубу снаружи обрабатывают гидрофобным составом, металлические конструкции ограждений, лестниц и площадок очищают и обрабатывают антикоррозийными средствами. Внутренние поверхности дымовых труб обрабатывают кремнийорганическими, органосиликатными и пленочными полимерными покрытиями. Для защиты от осадков над выходным отверстием дымовой трубы монтируют кровлю. В целях обеспечения естественной вентиляции трубы на кровле устанавливают вентиляционный дефлектор.

7.6.11.3 Контроль состояния и технического обслуживания котлов и деаэраторов проводят со следующей периодичностью:

- первичная проверка состояния внутренней поверхности котла и влагопоглотителя — через 1 мес после проведения консервации, последующие проверки — с периодичностью один раз в 3 мес. При необходимости проводят замену влагопоглотителя;
- осмотр топки и газоходов котлов через смотровые окна и люки, проверка состояния наружной поверхности труб — один раз в 3 мес;
- контроль за состоянием дымовых труб, осмотры, обследования, измерения осадки и крена труб выполняют в те же сроки, что и дымовых труб, находящихся в эксплуатации в соответствии с эксплуатационными документами.

7.6.12 Другое теплоэнергетическое оборудование и оборудование тепловых сетей

7.6.12.1 Другое теплоэнергетическое оборудование и оборудование тепловых сетей консервируют в соответствии с документацией на консервацию, эксплуатационными документами изготовителя и настоящим стандартом.

7.6.12.2 Трубопроводы подпиточной и технической воды, циркуляционные водоводы, пожарные трубопроводы консервируют теми же способами, что и основное оборудование НПС (ингибированным, подогретым или осушенным воздухом). При сухом методе консервации основного оборудования трубопроводы после осушки сжатым воздухом следует либо соединить (открытием арматуры) с законсервированным оборудованием, либо герметизировать с помощью штатной арматуры. Наружную поверхность трубопроводов, не имеющих тепловой изоляции, следует зачистить и обезжирить с последующей покраской.

7.6.12.3 Участки циркуляционных водоводов, которые не могут быть опорожнены и находятся на открытом воздухе или в неотапливаемом помещении, утепляют на зимний период земляной засыпкой или теплоизоляционным материалом, предохраняющим от замерзания оставшуюся в этих участках воду.

7.6.12.4 Насосы тепловых сетей различного назначения очищают от продуктов коррозии и отложений механическим способом.

7.6.12.5 Консервацию подпиточных и циркуляционных насосов выполняют тем же способом, что и основное оборудование.

7.6.12.6 Насосы тепловых сетей периодического действия, использование которых в первые часы после вывода из консервации необязательно (насосы откачки дренажных вод, некоторые насосы-дозаторы и др.), после ремонта обрабатывают консервационным маслом по ГОСТ 10877 и маслом с добавкой присадки-ингибитора.

7.6.12.7 Наружные поверхности насосов, подлежащие окраске, зачищают, обезжиривают и окрашивают принятой в эксплуатации (штатной) краской. Детали, не подлежащие окраске, смазывают консервационным маслом по ГОСТ 10877.

7.6.12.8 Каждый насос вместе с ЭД накрывают полиэтиленовой пленкой по ГОСТ 10354. В нескольких местах под пленкой к ЭД и насосу крепят полотняные мешочки с техническим силикагелем по ГОСТ 3956. Концы пленки с помощью проклеечной или киперной ленты, промазанной клеем на резиновой основе, заделывают таким образом, чтобы обеспечить максимально возможную герметизацию оборудования. Трубопроводы при необходимости могут быть отсоединены от насоса и заглушены в месте разъема.

7.6.12.9 Закрытые баки консервируют теми же способами, что и основное оборудование.

7.6.12.10 Открытые баки, не поддающиеся герметизации, отглушают от трубопроводов, дренируют, очищают от грязи и продуктов коррозии, их внутреннюю поверхность защищают консервационным лаком или эпоксидной смолой.

7.6.12.11 Корпуса теплообменных аппаратов дренируют, очищают от продуктов коррозии механическим способом и консервируют тем же способом, что и основное оборудование.

7.6.12.12 Экономайзеры котлов консервируют в соответствии с 7.6.12.9—7.6.12.11 и документацией на консервацию.

7.6.12.13 Кожухи дымососов и вентиляторов, лопасти роторов и направляющие аппараты очищают и окрашивают каменноугольным лаком. Шейки валов и вкладыши подшипников промывают бензином и покрывают консервационным маслом. Нерабочую часть валов также покрывают консервационным маслом. Если для смазки дымососов и вентиляторов в эксплуатации используют масло, то после очистки картера заливают в него рабочее масло, содержащее присадку-ингибитор.

7.6.12.14 Редукторы насосов, оборудования топливоподачи после слива масла из корпусов очищают от грязи, промывают керосином, высушивают и заливают рабочим маслом с добавлением присадки-ингибитора.

7.6.12.15 Топливные емкости котельной опорожняют, пропаривают и заполняют инертным газом. Наружные обработанные поверхности консервируют пластичными защитными смазками.

7.6.13 Сети газопотребления котельных

7.6.13.1 Консервацию сетей газопотребления котельных проводят в соответствии с документацией на консервацию и настоящим стандартом.

7.6.13.2 При проведении консервации газопроводы котла освобождают от топливного газа, продуктов сжатого воздуха или инертного газа. Должна быть закрыта запорная арматура на общем газопроводе котла и газопроводе запального газа, закрыта запорная арматура на газопроводах перед каждой горелкой, газопроводе к котлу и на газопроводе запального газа (с их электроприводов снято напряжение, а их приводы закрыты на цепи с замками), на штуцерах подвода сжатого воздуха или инертного газа, а также на линиях отбора проб газа и дренажных линиях, открыта запорная арматура на продувочных газопроводах и трубопроводах безопасности.

7.6.13.3 Запорную арматуру на продувочных газопроводах, на оборудовании и газопроводах от пункта редуцирования газа до котельной и трубопроводах безопасности оставляют в открытом положении.

7.6.13.4 За запорной арматурой на газопроводе запального газа и газопроводе к котлу при газоснабжении его от пункта редуцирования газа устанавливают заглушки.

7.6.13.5 Газопроводы от пункта редуцирования газа до котельной освобождают от топливного газа, продувают сжатым воздухом или инертным газом.

7.6.13.6 Осуществляют вырезку (обрезку) переводимого в консервацию участка газопровода.

7.6.13.7 Устанавливают и заваривают заглушки на действующем и переводимом в режим консервации газопроводах.

7.6.14 Оборудование установок для подготовки воды, очистки производственных сточных вод

7.6.14.1 Консервацию оборудования установок для подготовки воды, очистки производственных сточных вод проводят в соответствии с документацией на консервацию и настоящим стандартом.

7.6.14.2 Сливают воду из механических и ионообменных фильтров, осветлителей (отстойников), реакторов, баков и трубопроводов; срабатывают или удаляют из емкостей хранения все химические реагенты и их растворы; выгружают фильтрующий материал из фильтров. Оборудование очищают от грязи, следов коррозии и просушивают сжатым воздухом.

7.6.14.3 Покрывают консервирующими лаками или эпоксидными смолами внутреннюю поверхность напорных фильтров, металлических баков, осветлителей, реакторов, не имеющих антикоррозионных покрытий.

7.6.14.4 Зачищают, обезжиривают и окрашивают масляной краской наружную поверхность оборудования, металлоконструкции, металлические настилы полов и др.

7.6.14.5 Проводят глубокую регенерацию ионообменных материалов, переведя катиониты в натриевую, а аниониты в хлоридную форму. Все фильтрующие материалы высушивают на воздухе при плюсовой температуре, после чего хранят по ГОСТ 20298 (синтетические катиониты), ГОСТ 20301 (аниониты) и ГОСТ 5696 (сульфоуголь).

7.6.14.6 Закрывают люки фильтров и закрытых баков. Трубопроводы герметизируют с помощью штатной арматуры. Открывают дренажи баков, расположенных на открытом воздухе и не имеющих крышек.

7.6.14.7 Если по каким-либо причинам не удается защитить внутренние поверхности оборудования противокоррозионными покрытиями, его консервируют сухим или газовым способом по аналогии с консервацией котлов. В этом случае открытые баки, осветлители, отстойники, выполненные из стали, оборудуют герметичными крышками.

7.6.15 Источники бесперебойного питания

7.6.15.1 Консервацию ИБП проводят в соответствии с документацией на консервацию, эксплуатационными и другими техническими документами на конкретный тип аккумуляторов.

7.6.15.2 ИБП помещают в чехол из влагонепроницаемого эластичного материала (например, полиэтиленовой пленки по ГОСТ 10354) с размещением в чехле технического силикагеля по ГОСТ 3956. Кромки чехла уплотняют путем приклейки их к выступающим из чехла частям деталей для герметизации.

7.6.15.3 Аккумуляторы, входящие в состав ИБП, демонтируют и передают на хранение. Хранение демонтированных аккумуляторов ИБП — в соответствии с техническими документами на конкретный тип аккумуляторов.

7.7 Оборудование автоматизированной системы управления технологическим процессом

7.7.1 Консервацию оборудования АСУ ТП проводят в соответствии с документацией на консервацию и настоящим стандартом.

7.7.2 При консервации предусматривают демонтаж и упаковку по ГОСТ 9.014 всего оборудования нижнего уровня АСУ ТП, кроме оборудования, которое согласно разработанной документации не подлежит консервации и остается в работе.

7.7.3 Категория, технология и сроки временной противокоррозионной защиты — в соответствии с эксплуатационными и другими техническими документами на конкретное изделие или группу изделий.

7.7.4 При консервации ИБП, входящих в состав АСУ ТП, аккумуляторы, входящие в состав ИБП, демонтируют и передают на хранение. Хранение демонтированных аккумуляторов ИБП — в соответствии с эксплуатационными и другими техническими документами на конкретный тип аккумуляторов.

7.7.5 Оборудование верхнего уровня АСУ ТП демонтируют и упаковывают в соответствии с требованиями изготовителей оборудования. Перечень демонтируемого оборудования — в соответствии с документацией на консервацию.

7.7.6 При демонтаже преобразователей давления (манометров, реле давления) сливают незамерзающую жидкость, внутреннюю полость импульсных линий очищают и заполняют КЖ или ИГС.

7.7.7 На места демонтированного оборудования нижнего уровня АСУ ТП устанавливают заглушки.

7.7.8 Каждое демонтированное оборудование нижнего уровня АСУ ТП перед упаковкой снабжают табличкой, в которой указывают его назначение, место установки и обозначение в соответствии с документацией на консервацию.

7.7.9 Кабели, отключаемые от приборов, в шкафах управления обесточивают путем отключения коммутационных аппаратов, изъятия плавких предохранителей.

7.7.10 Жилы отключенных от приборов кабелей соединяют вместе, предусматривают герметизацию концов отключенных кабелей для исключения попадания влаги, концы кабелей маркируют.

7.7.11 Техническое обслуживание АСУ ТП, находящейся в консервации, — в соответствии с эксплуатационными и другими техническими документами.

7.8 Здания и сооружения

7.8.1 Консервацию зданий и сооружений проводят в соответствии с документацией на консервацию и настоящим стандартом.

7.8.2 При консервации выполняют следующие мероприятия:

- очистка от мусора, производственной пыли и посторонних предметов всех площадок, галерей и лестниц внутри зданий;
- освобождение всей территории (полов, стеллажей) от посторонних предметов, готовой продукции, полуфабрикатов и сырья, за исключением тех случаев, в которых предусмотрено хранение конкретных материалов и изделий на весь период консервации;

- освобождение всех тоннелей, приямков и емкостей, находящихся в здании, от посторонних предметов, очистка от грязи, отходов производства, откачка из них воды и других жидкостей;
- защита трубопроводов, воздуховодов, каналов от засорения и проникновения грызунов;
- восстановление защитных покрытий элементов металлоконструкций в соответствии с документацией на консервацию.

7.8.3 При необходимости для утепления помещений зданий и предотвращения проникновения на объект посторонних лиц допускается заделка или закладка части окон. Общая площадь оставшихся открытыми окон и потолочных фонарей обеспечивает достаточное естественное освещение помещений для безопасного перемещения персонала, общего обзора оборудования и производства работ на ремонтных площадках, а в подсобных помещениях — производства технологических операций, для которых эти помещения предназначены.

7.8.4 При отсутствии центрального отопления помещения отапливают электрическими радиаторами (за исключением масляных) с автоматическим регулированием для поддержания температуры в соответствии с документацией на консервацию.

7.8.5 Необходимо исключить свободный доступ в консервируемые здания и сооружения и их составные части людей и транспорта путем заделки в наружных стенах проемов, закрытия ворот, дверей и окон, кроме предусмотренных для прохода дежурного персонала и персонала охраны.

7.8.6 Выводимое из эксплуатации оборудование защитных сооружений гражданской обороны рекомендуется консервировать (расконсервировать) согласно паспортам или специально разработанным руководствам по эксплуатации.

7.8.7 Осмотры зданий и сооружений, находящихся в консервации, проводят с периодичностью один раз в месяц.

7.8.8 Для обеспечения безопасности эксплуатационной надежности законсервированных объектов и сооружений окружающей застройки и сохранности экологической обстановки проводят геотехнический мониторинг.

7.8.9 Геотехнический мониторинг осуществляют в соответствии с программой, разработанной при проектировании и являющейся разделом утвержденной части документации на консервацию. В программе геотехнического мониторинга учитывают рекомендации, полученные в ходе работ по научно-техническому сопровождению строительства.

7.8.10 При разработке программы геотехнического мониторинга определяют состав, объемы, периодичность, сроки и методы работ, которые назначают применительно к рассматриваемому объекту строительства (реконструкции) с учетом его специфики, включающей результаты инженерных изысканий на площадке строительства, особенностей проектируемого или реконструируемого сооружения и сооружений окружающей застройки и т. п.

7.8.11 При выявлении в процессе геотехнического мониторинга отклонений значений контролируемых параметров от ожидаемых величин, предусмотренных документацией на консервацию либо нормативными документами (в т. ч. их изменений, нарушающих ожидаемые тенденции и прогнозы), необходимо выполнить комплекс исследований, направленных на оценку степени опасности выявленных отклонений. На основании выполненной оценки следует устанавливать необходимость разработки и проведения комплекса мероприятий, обеспечивающих безопасность строительства и эксплуатационную надежность вновь возводимых (реконструируемых) объектов, эксплуатационную пригодность окружающей застройки и сохранность экологической обстановки.

7.8.12 Разработку программы и проекта геотехнического мониторинга, а также его проведение выполняют специализированные организации.

7.9 Система автоматического пожаротушения

Консервацию оборудования систем автоматического пожаротушения проводят в соответствии с 7.5.17, 7.5.18 и 7.6.12.2, а также в соответствии с эксплуатационными документами и документацией на консервацию.

8 Подготовка к консервации участка линейной части магистрального трубопровода

8.1 Трубопроводы

8.1.1 Оценку коррозионного состояния трубопроводов, подлежащих консервации, выполняют по данным последнего коррозионного обследования. При оценке определяют:

- тип, характеристику и удельное сопротивление грунта;
- наличие и участки опасного влияния блуждающих токов источников промышленной частоты (50 Гц) и постоянного тока;
- наличие и участки возможного микробиологического влияния грунта;
- защитные потенциалы трубопровода;
- наличие и координаты зон участков трубопроводов высокой и повышенной коррозионной опасности, включая зоны возможного микробиологического коррозионного влияния грунта и зоны возможного коррозионного растрескивания под напряжением.

8.1.2 Проводят проверку технического состояния систем ЭХЗ и определение остаточного ресурса. Составляют перечни неисправных систем ЭХЗ, изолирующих вставок, КИП и др.

8.1.3 Проводят проверку состояния противокоррозионной защиты переходов трубопроводов в кожухах через автомобильные и железные дороги, а также переходов трубопроводов через водные преграды.

8.1.4 Проводят проверку состояния изоляционного покрытия с определением мест расположения дефектов изоляции.

8.1.5 Проводят устранение выявленных дефектов, недостатков, несоответствий и неисправностей коррозионного состояния трубопроводов, состояния изоляционного и теплоизоляционного покрытия трубопроводов, противокоррозионной защиты и систем ЭХЗ. В случае затруднения или невозможности проведения ремонта выполняют устройство дополнительной компенсационной ЭХЗ перехода.

8.1.6 Трубопроводы обустраивают узлами контроля скорости коррозии. Требования к размещению узлов контроля скорости коррозии, требования к конструкциям и их обустройству определяют в документации на консервацию.

8.1.7 Для контроля давления консерванта в трубопроводе предусматривают установку преобразователей давления (с выводом показаний давления в телемеханику) в начальной и конечной точках участка или используют существующие преобразователи давления.

8.1.8 Узлы контроля скорости коррозии и контроля давления консерванта в трубопроводе оборудуют ограждением. Установку узлов контроля скорости коррозии и давления предусматривают в местах трассы трубопровода, к которым возможен подъезд в любое время года. После установки узлов контроля скорости коррозии и давления на резьбовую часть шпилек на фланцевых соединениях наносят консервационную смазку по ГОСТ 9.014.

8.2 Подводные переходы магистрального трубопровода через водные преграды

8.2.1 Консервацию ППМТ, построенных траншейными методами прокладки, выполняют заполнением утяжеляющей (во избежание всплытия трубопровода) КЖ на основе гидрокарбоната кальция. Допускается консервация ППМТ заполнением утяжеляющей КЖ в русловой части перехода до границ уреза воды при меженном уровне, заполнением ИГС береговых участков ППМТ с созданием избыточного давления 0,3 МПа в верхней точке трубопровода.

8.2.2 В документации на консервацию ППМТ приводят расчеты на прочность и устойчивость трубопровода на участках ППМТ, выполненные в соответствии с НД в области промышленной безопасности и эксплуатации объектов МТ, при необходимости предусматривают инженерные мероприятия по обеспечению устойчивости МТ (балластировка, засыпка, применение анкеров и т. п.).

8.2.3 Если температура грунта на глубине залегания трубопровода ниже 0 °С, в качестве мероприятия по предупреждению замерзания КЖ в трубопроводе в зимнее время необходимо предусмотреть добавление в известковый раствор экологически безвредного низкозамерзающего теплоносителя с температурой замерзания не выше минус 65 °С.

8.3 Механо-технологическое оборудование

8.3.1 Работы по подготовке к консервации МТО проводят в соответствии с 6.5 и документацией на консервацию.

8.3.2 Требования к запорной арматуре перед консервацией трубопроводов, после опорожнения трубопроводов от воды, при выводе трубопровода в консервацию после СМР:

- перед консервацией вновь построенного трубопровода ЛЧ МТ необходимо выполнить удаление воды из внутренней полости корпусов задвижек продувкой компрессором давлением 0,6 МПа;
- после первичной продувки и окончания выхода воды из корпуса задвижки необходимо повторить подачу воздуха еще два раза в течение 30 мин с интервалом подачи 30 мин.

8.3.3 Требования к запорной арматуре перед консервацией трубопроводов, после опорожнения трубопроводов от воды, при выводе трубопровода в консервацию после СМР для трубопроводов ЛЧ МТ надземной прокладки:

- перед проведением работ по консервации трубопровода из корпусов задвижек удаляют опрессовочную воду. Удаление воды проводят в положении шибера задвижки «ОТКРЫТО». После вытеснения воды из трубопровода и его консервации выполняют консервацию шиберных задвижек;
- после начала работ по удалению воды из корпуса шиберных задвижек до завершения работ по консервации запрещается изменение положения шибера задвижки «ОТКРЫТО» с целью предотвращения попадания воды из полости трубопровода в корпус задвижки.

8.4 Энергетическое оборудование

8.4.1 Работы по подготовке к консервации энергетического оборудования проводят в соответствии с документацией на консервацию и настоящим стандартом.

8.4.2 Консервации подлежат электроустановки, питающие запорную арматуру в составе ЛЧ МТ, и системы телемеханики, осуществляющие сигнализацию состояния и управление запорной арматурой. Необходимость и объем телемеханики, подлежащий консервации, — в соответствии с документацией на консервацию.

8.4.3 Объем и периодичность работ по обслуживанию электроустановок в период консервации — в соответствии с документацией на консервацию.

8.4.4 Консервации подлежит следующее энергетическое оборудование, расположенное на ЛЧ МТ:

- вдольтрассовые ВЛ (если к ним не подключены установки средств ЭХЗ и ИТСО) и коммутационная аппаратура (реклоузеры, разъединители), установленная на них;
- устройства РЗА;
- ДЭС;
- кабельные линии на эстакадах;
- ЭД насосов откачки утечек.

8.5 Оборудование автоматизированной системы управления технологическим процессом

Подготовку к консервации оборудования АСУ ТП проводят в соответствии с 6.7 и с документацией на консервацию.

8.6 Здания и сооружения

Подготовку к консервации зданий и сооружений ЛЧ МТ проводят в соответствии с 6.8 и с документацией на консервацию.

9 Консервация участка линейной части магистрального трубопровода

9.1 Трубопроводы

9.1.1 Консервацию участка ЛЧ МТ проводят в соответствии с документацией на консервацию и настоящим стандартом.

9.1.2 Консервацию участка ЛЧ МТ проводят при положительной температуре окружающего воздуха с использованием в качестве консерванта ИГС.

9.1.3 Избыточное давление ИГС после завершения работ по заполнению участка трубопровода ИГС МТ — 0,3 МПа.

9.1.4 Допускается консервация трубопроводов ЛЧ МТ с глубиной залегания ниже глубины промерзания грунта заполнением КЖ на основе гидрокарбоната кальция с созданием избыточного давления 0,3 МПа в верхней точке трубопровода, при этом давление в нижней точке не превышает допустимое рабочее давление.

9.1.5 Воду, используемую для приготовления КЖ, отбирают для проведения лабораторных испытаний. Отбор проб — в соответствии с ГОСТ 31861 и ГОСТ 31862. При концентрации кислорода в воде 8 мг/кг и более предусматривают деаэрацию воды.

9.1.6 Для определения коррозионной активности КЖ со скорректированной температурой застывания проводят гравиметрические испытания по ГОСТ 9.506 или поляризационные испытания. Показатель скорости коррозии стали, аналогичной по составу металлу трубопровода, — не более 0,1 мм/год. Изменение скорости коррозии стали в КЖ до необходимого показателя выполняют добавлением ингибитора коррозии.

9.1.7 Для предотвращения роста микроорганизмов в полости консервируемого трубопровода ЛЧ МТ, в т. ч. ППМТ, проводят предварительный лабораторный анализ КЖ на содержание микроорганизмов сульфатвосстанавливающих бактерий и общее содержание микроорганизмов с использованием тестов после добавления биоцидов.

9.1.8 В качестве ингибиторов применяют: гидрооксид кальция $Ca(OH)_2$, бисульфит аммония NH_4HSO_3, гидроксид натрия NaOH, раствор аммиака NH_4OH, силикат натрия Na_2SiO_3, гексаметафосфат натрия $(NaPO_3)_6$, нитрит натрия $NaNO_2$ и др.

9.1.9 Количество необходимых реагентов определяют на основании лабораторных анализов с учетом исходной величины pH воды, используемой для приготовления КЖ.

9.1.10 КЖ приготавливают в емкости, предварительно очищенной от возможных загрязнений нефтью/нефтепродуктами, грязью, химическими реагентами и т. п.

9.1.11 Емкость для приготовления КЖ комплектуют насосом и оборудованием для циркуляции и перемешивания КЖ в емкости. Для контроля уровня КЖ в емкости, ее оборудуют уровнемером.

9.1.12 В целях удаления механических и коллоидных примесей емкость заполняют через систему фильтров грубой и тонкой очистки. После приготовления КЖ ее тщательно перемешивают с помощью циркуляционного насоса, включенного не менее чем на 2 ч.

9.1.13 Порядок и требования к опорожнению трубопроводов от воды при выводе трубопровода в консервацию после СМР следующие:

а) в документации на консервацию предусматривают технологию вытеснения воздухом опрессовочной жидкости с применением поршней-разделителей;

б) протяженность участка трубопровода при опорожнении от воды устанавливают в документации на консервацию;

в) скорость движения поршней-разделителей при вытеснении опрессовочной жидкости — не менее 1,0 км/ч;

г) опорожнение вновь построенного участка считают выполненным, если контрольный поршень-разделитель пришел неразрушенным, без повреждения манжет и впереди него отсутствует вода. При невыполнении условий прохождения поршня-разделителя и/или выходе воды после поршня-разделителя очистку повторяют.

Примечание — Под поршнем-разделителем понимают внутритрубный снаряд, предназначенный для удаления воды из внутренней полости строящихся или реконструируемых трубопроводов после их гидравлических испытаний, разделения разносортных нефтепродуктов в процессе перекачки, освобождения трубопровода от перекачиваемого продукта или воды под давлением сжатой инертной газовой смеси;

д) консервацию трубопроводов ЛЧ МТ после вытеснения воды проводят ИГС следующими способами:

1) путем непосредственной подачи ИГС от мобильных компрессорных азотных установок в камеру пуска поршней-разделителей;

2) с предварительным накоплением ИГС в аккумулирующей емкости;

е) консервации вновь построенного трубопровода ЛЧ МТ достигают заполнением ИГС с одновременным пропуском поршней-разделителей с КЖ между ними и созданием на поверхности стенки трубопровода пленки ингибитора коррозии и биоцида из водной среды (КЖ). Оптимальная скорость движения поршня, при которой образуется достаточно прочная пассивная пленка ингибитора на поверхности внутренней стенки трубопровода, — 0,5 м/с;

ж) после освобождения трубопровода и создания на его стенках противокоррозионной пленки осуществляют отсечение подлежащего консервации участка трубопровода путем вырезки катушек и приварки заглушек на отрезанные концы труб. Перед установкой заглушек для предотвращения смешивания ИГС с вытесняемым воздухом при заполнении трубопровода ИГС в трубопровод следует осуществить запасовку поролонового поршня;

и) заполнение отсеченного участка трубопровода ИГС и вытеснение воздуха осуществляют через предварительно врезанные на концах заглушенного участка вантузные задвижки.

9.1.14 Порядок и требования по опорожнению трубопроводов от воды при выводе трубопровода в консервацию после СМР для трубопроводов ЛЧ МТ надземной прокладки:

- опорожнение участка трубопровода протяженностью свыше 500 м, в составе которого имеются надземные участки, выполняют тремя поршнями-разделителями в один этап;
- при опорожнении трубопроводов с участками надземной прокладки скорость поршня-разделителя — не более 10 км/ч. Специальной инструкцией и ППР предусматривают установку задвижки, регулятора давления/расхода и расходомера на сливном патрубке для контроля и регулирования скорости движения поршней-разделителей;
- консервацию трубопровода выполняют заполнением ИГС с пропуском трех поршней-разделителей с гелевой пробкой и КЖ между ними для создания на поверхности стенки трубопровода пленки ингибитора коррозии и биоцида. Консервацию проводят одновременно с вытеснением опрессовочной воды из трубопровода, с использованием в качестве консерванта ИГС;
- оптимальная скорость движения поршня, при которой образуется достаточно прочная пассивная пленка ингибитора на поверхности внутренней стенки МТ, — 0,5 м/с (1,8 км/ч);
- в качестве КЖ используют антифриз с температурой замерзания не выше минус 60 °С с добавлением ингибитора коррозии и биоцида.

9.1.15 Первые 10 календарных дней после консервации необходимо выполнять ежедневный осмотр состояния объекта, контроль давления консерванта (ИГС) и отсутствие его утечек (давление ИГС составляет 0,3 МПа). Контроль давления проводят существующими приборами измерения давления, при необходимости предусматривают дополнительную установку приборов измерения давления.

9.1.16 Для сохранения исправности и работоспособности объектов и оборудования МТ, находящихся в консервации, разрабатывают мероприятия, направленные на обеспечение предотвращения коррозионных процессов на внутренней и наружной поверхностях трубопровода, и организуют техническое обслуживание.

9.1.17 По истечении 10 календарных дней контроль состояния и техническое обслуживание проводят со следующей периодичностью:

а) охранная зона трубопровода:

1) технический осмотр (выявление потенциально опасных участков, нарушений правил охраны МТ и т. д.) — один раз в два календарных дня;

2) отвод ливневых и паводковых вод с целью предупреждения размывов грунтов — при необходимости;

3) поправка информационных знаков и установка временных указателей в опасных зонах — при необходимости;

4) очистка от древесной растительности — один раз в месяц;

б) трубопровод:

1) контроль давления консерванта (ИГС) — два раза в месяц;

2) контроль параметров КЖ осуществляется отбором проб — первый год консервации один раз в 3 мес, в последующие годы — один раз в 6 мес;

3) устранение образовавшихся размывов, оголений путем подсыпки земли с образованием валика над нефтепроводом — в течение 30 календарных дней с момента обнаружения;

4) измерения защитного потенциала «труба — земля» — два раза в год;

в) воздушные переходы:

1) осмотр состояния воздушных переходов трубопровода, береговых и промежуточных опор, креплений трубопровода к опорам, водоотливных канав — один раз в месяц;

2) ликвидация размывов, планировка откосов берегов, исправление береговых укреплений — один раз в год;

3) очистка от снега и льда водоотводных канав — один раз в год;

4) ремонт и окраска предупреждающих и информационных знаков, восстановление надписей — один раз в год;

г) переходы МТ через автомобильные и железные дороги:

1) осмотр переходов МТ через автомобильные и железные дороги — один раз в месяц;

2) подсыпка щебня (грунта) в местах образования ям, углублений над трубопроводом — один раз в год;

3) восстановление предупреждающих знаков на переходах через автомобильные и железные дороги, их окраска и восстановление надписей — один раз в год;

д) километровые знаки, указатели:

1) внешний осмотр — один раз в месяц;

2) сезонная ревизия — один раз в год;

е) колодцы, ограждения и фундаменты под запорную арматуру:

1) осмотр колодцев и ограждений — один раз в месяц;

2) очистка колодца от мусора, грязи, удаление снега с перекрытия зимой — один раз в квартал;

3) ремонт колодцев, ограждений и фундаментов — один раз в год;

4) покраска и восстановление надписей — один раз в год;

ж) защитные сооружения, защитное обвалование:

1) осмотр состояния земляных валов, обвалований амбаров, водоперепускных устройств — один раз в месяц;

2) спуск воды из амбаров с сохранением необходимой водяной подушки — один раз в месяц;

3) исправление незначительных дефектов, устранение размывов валов, обвалований — один раз в год;

4) чистка, ремонт водоприемных решеток, затворов (хлопуш), сливных труб, задвижек донных водоспусков — один раз в год;

5) окраска металлоконструкций — один раз в год;

и) вдольтрассовые дороги, проезды, мосты:

1) осмотр состояния дорог и проездов, мостов и земляных дамб через ручьи, овраги, переезды через трубопровод — один раз в месяц;

2) выправка, замена нарушенных или пришедших в негодность знаков и указателей — один раз в год;

3) окраска и восстановление надписей — один раз в год.

9.2 Подводные переходы магистрального трубопровода через водные преграды

9.2.1 Консервацию ППМТ проводят в соответствии с документацией на консервацию и настоящим стандартом.

9.2.2 Консервацию ППМТ, построенных бестраншейными методами прокладки или оборудованных балластными грузами, предотвращающими всплытие опорожненного трубопровода, выполняют заполнением ИГС.

9.2.3 Первые 10 календарных дней консервации объекта необходимо выполнять ежедневный осмотр состояния объекта, контроль давления консерванта (ИГС) и отсутствия его утечек (давление ИГС — 0,3 МПа).

9.2.4 По истечении 10 календарных дней контроль состояния и техническое обслуживание проводят со следующей периодичностью:

- осмотр береговых и пойменных участков переходов трубопроводов через водные преграды, а также русловой части переходов, не требующих водолазного осмотра — один раз в месяц;
- водолазное обследование с промером глубины дна в створе переходов — один раз в три года;
- осмотр и восстановление предупредительных знаков и сигнальных устройств на переходах через судоходные реки — один раз в месяц;
- засыпка оголенных участков — при необходимости;
- проверка состояния откосов и укрепления берегов — один раз в два года;
- контроль давления консерванта (ИГС) — два раза в месяц;
- измерения защитного потенциала «труба — земля» — два раза в год.

9.3 Механо-технологическое оборудование

9.3.1 Консервацию запорной арматуры проводят в соответствии с 7.5.1.

9.3.2 Консервацию внутренней полости задвижек и КПП СОД выполняют во время консервации участка трубопровода в составе ЛЧ МТ с использованием в качестве консерванта ИГС. После извлечения поршней-разделителей необходимо:

- смонтировать фланцевые заглушки на патрубки для сброса воздуха, установки сигнализаторов и запасовочного устройства;
- проверить состояние уплотнительных прокладок на концевом затворе и, при необходимости, заменить их.

9.3.3 КПП СОД заполняют ИГС после извлечения поршней-разделителей из участка ЛЧ МТ, заполненного ИГС.

9.3.4 Первые 10 календарных дней после консервации задвижек и КПП СОД выполняют ежедневный осмотр состояния задвижек и КПП СОД, контроль давления ИГС и отсутствия его утечек (давление ИГС — 0,3 МПа).

9.3.5 Консервация подземных дренажных емкостей КПП СОД:

- после освобождения от нефти/нефтепродукта дренажную емкость очищают вручную от нефтешлама и загрязнений;
- проводят пропарку, дегазацию дренажной емкости;
- в дренажную емкость помещают (подвешивают) контейнеры с летучим ингибитором;
- дренажную емкость отключают от всех трубопроводов, связанных с ней (закрывают и обесточивают задвижки), под люк устанавливают прокладку и герметично закрывают, на патрубки устанавливают заглушки.

9.3.6 Поддержание МТО в законсервированном состоянии — в соответствии с 7.5.

9.3.7 По истечении 10 календарных дней контроль состояния и техническое обслуживание проводят со следующей периодичностью:

- внешний осмотр — один раз в месяц;
- контроль давления консерванта — два раза в месяц;
- покраска наружных поверхностей, восстановление надписей — один раз в год.

9.4 Энергетическое оборудование

9.4.1 Работы по консервации энергетического оборудования проводят в соответствии с 7.6, документацией на консервацию и настоящим стандартом.

9.4.2 Спуски от ВЛ отсоединяют от консервируемого электротехнического оборудования. Места контактных соединений проводов и шин с оборудованием покрывают неокисляющейся смазкой.

9.4.3 Источники питания цепей связи (гальванические элементы), которые не допускается хранить при отрицательных значениях температуры окружающего воздуха, демонтируют и хранят в отапливаемом помещении.

9.4.4 Все выключатели, разъединители, отделители, рубильники и автоматы отключают (все контакты разомкнуты), приводы разъединителей и отделителей надежно заклинивают (запирают на замки, закрепляют болтами с контргайками). Все отверстия в корпусах выключателей плотно закрывают заглушками.

9.4.5 Металлическую арматуру на вводах выключателей покрывают консервационным маслом по ГОСТ 10877.

9.4.6 Консервацию устройств релейной защиты и автоматики проводят в соответствии с 7.6.4.

9.4.7 Шинопроводы, подходящие к трансформатору, отсоединяют от вводов.

9.4.8 Места контактных соединений шин с трансформатором и токоведущие части вводов (шпильки, лопатки) покрывают неокисляющейся смазкой.

9.4.9 Трансформатор закрывают чехлом из влагонепроницаемого эластичного материала (полиэтиленовой пленки по ГОСТ 10354) с размещением в чехле технического силикагеля по ГОСТ 3956. Кромки чехла уплотняют путем их приклейки к выступающим из чехла частям деталей для герметизации.

9.4.10 Консервацию двигателей ДЭС проводят аналогично консервации ДВС (см. 7.5.11).

9.4.11 Консервацию ИБП проводят в соответствии с 7.6.13 и документацией на консервацию.

9.4.12 Консервацию кабельных линий на эстакадах проводят в соответствии с 7.6.14 и документацией на консервацию.

9.4.13 ЭД насосов откачки утечек отсоединяют от насоса, снимают полумуфты с выводного конца вала.

9.4.14 ЭД насосов откачки утечек очищают от пыли и грязи, продувают сухим воздухом под давлением и удаляют следы коррозии. Поврежденные поверхности с лакокрасочными покрытиями восстанавливают.

9.4.15 Консервацию проводят в сухом закрытом помещении при температуре не ниже 12 °С и относительной влажности воздуха не более 70 %. Такую же температуру имеют консервируемые детали. Резкие колебания температуры при консервации не допускаются.

9.4.16 Консервация предусматривает нанесение на наружные неокрашенные сопрягаемые поверхности деталей и узлов ЭД насосов откачки утечек временного покрытия в целях их предохранения от коррозии.

9.4.17 При консервации незащищенные места ЭД насосов откачки утечек (выходной конец вала со шпонкой, опорные поверхности лап или фланца, заземляющие зажимы и места под них, таблички и т. д.) следует очистить от старой смазки, обезжирить и покрыть тонким слоем консервационного масла по ГОСТ 10877.

9.4.18 На выходной конец вала после нанесения смазки необходимо установить колпачок или обернуть парафинированной бумагой по ГОСТ 9569 и обвязать шпагатом.

9.4.19 Контроль состояния и техническое обслуживание ЭД насосов откачки утечек проводят с периодичностью один раз в год, если иное не указано в эксплуатационных документах изготовителя.

9.5 Оборудование автоматизированной системы управления технологическим процессом

Консервацию оборудования АСУ ТП, контроль и поддержание в законсервированном состоянии проводят в соответствии с 7.7 и документацией на консервацию.

9.6 Здания и сооружения

Консервацию зданий и сооружений ЛЧ МТ, контроль и поддержание в законсервированном состоянии проводят в соответствии с 7.8 и документацией на консервацию.

10 Ликвидация площадочных объектов

10.1 Технологические трубопроводы

10.1.1 При ликвидации ТТ подземной прокладки выполняют:

- уточнение фактического положения ТТ и подземных коммуникаций, пересекающих или параллельно следуемых ликвидируемым ТТ;
- определение участков ТТ, подлежащих заполнению бетоном или цементно-песчаным раствором из-за невозможности их демонтажа (ограничения, связанные с существующими неликвидируемыми коммуникациями, зданиями и сооружениями);
- вывод ТТ из эксплуатации с отключением от действующих коммуникаций и опорожнением;
- земляные работы;
- установку защитных футляров на пересекаемые недемонтируемые кабели;
- резку ТТ на части безогневым методом;
- зачистку внутренней полости ТТ;
- заполнение бетоном или цементно-песчаным раствором участков ТТ, не подлежащих демонтажу;
- демонтаж ТТ;
- утилизацию демонтируемых ТТ;
- благоустройство территории и рекультивацию земель.

10.1.2 При ликвидации ТТ надземной прокладки выполняют:

- уточнение фактического положения ТТ и коммуникаций, пересекающих или параллельно следуемых ликвидируемым ТТ;
- вывод ТТ из эксплуатации с отключением от действующих коммуникаций и опорожнением;
- резку ТТ на части безогневым методом;
- зачистку внутренней полости ТТ;
- утилизацию демонтируемых ТТ;
- демонтаж опор и фундаментов ТТ;
- благоустройство территории и рекультивацию земель.

10.2 Сооружения резервуарных парков

10.2.1 Резервуары ликвидируют в соответствии с техническими документами, НД по безопасному ведению работ и ППР.

10.2.2 Перед ликвидацией резервуара осуществляют:

- прекращение операции слива/налива на соседнем резервуаре во время проведения работ на демонтируемом резервуаре;

- отключение демонтируемого резервуара от действующих коммуникаций, в т. ч. технологических трубопроводов;
- зачистку резервуара;
- демонтаж установленного на резервуар оборудования;
- отключение демонтируемого резервуара от трубопроводов пожаротушения;
- обеспечение герметизации промышленной канализации, а также сливных воронок, канализационных колодцев и других устройств, связанных с канализацией рядом расположенных резервуаров, приспособлениями из несгораемых материалов для исключения попадания паров нефти/нефтепродуктов в зону производства огневых работ;
- установку огнепреградителей в вентиляционные патрубки, дыхательные и предохранительные клапаны на крышах резервуаров, соседних с демонтируемым;
- прикрытие войлоком всех задвижек на рядом расположенных резервуарах и трубопроводах, водоспускных кранах, колодцах канализации, находящихся на расстоянии ближе 40 м от демонтируемого резервуара, во избежание загорания паров нефти (войлок в жаркое время года необходимо смачивать водой);
- освобождение места проведения демонтажных и земляных работ от взрывоопасных и сгораемых продуктов, материалов, посторонних предметов;
- определение опасной зоны, границы которой четко обозначают предупреждающими знаками, плакатами;
- организацию постоянного дежурства пожарной охраны на весь период проведения работ по ликвидации резервуара;
- приварку заглушек к отключенным коммуникациям.

10.2.3 Последовательность демонтажа металлоконструкций резервуара, трубопроводов и оборудования, установок пожаротушения и водяного охлаждения необходимо указывать в проекте организации строительства и ППР на демонтаж конструкций.

10.2.4 При демонтаже предусматривают мероприятия по обеспечению устойчивости конструкций резервуара от воздействия ветровой и снеговой нагрузок.

10.2.5 В проекте организации строительства и ППР на демонтаж металлоконструкций резервуаров предусматривают технические и организационные мероприятия по сохранению целостности защитного ограждения группы резервуаров при наличии в каре резервуаров с нефтью/нефтепродуктами.

10.3 Сливо-наливные эстакады с установленным оборудованием

При ликвидации сливо-наливных эстакад осуществляют:
- уточнение фактического положения подземных и надземных ТТ и коммуникаций, пересекающих или параллельно следуемых ликвидируемым трубопроводам;
- определение участков ТТ, подлежащих заполнению бетоном или цементно-песчаным раствором из-за невозможности их демонтажа (ограничения, связанные с существующими неликвидируемыми коммуникациями, зданиями и сооружениями);
- вывод сливо-наливной эстакады из эксплуатации с отключением от действующих коммуникаций и опорожнением;
- земляные работы;
- установку защитных футляров на пересекаемые недемонтируемые кабели;
- резку трубопровода на части безогневым методом;
- демонтаж площадок обслуживания, оборудования и СИ;
- заполнение бетоном или цементно-песчаным раствором участков ТТ, не подлежащих демонтажу;
- зачистку внутренней полости трубопроводов и оборудования;
- благоустройство территории и рекультивацию земель;
- размещение оборудования и СИ на складе. Решение о дальнейшем использовании или утилизации принимает заказчик;
- утилизацию демонтируемых ТТ.

10.4 Система измерений количества и показателей качества нефти/нефтепродуктов, блоков измерений показателей качества нефти/нефтепродуктов

При ликвидации СИКН, БИК осуществляют:

- уточнение фактического положения ТТ подземной и надземной прокладки и коммуникаций, пересекающих или параллельно следуемых ликвидируемым трубопроводам;
- определение участков ТТ, подлежащих заполнению бетоном из-за невозможности их демонтажа (ограничения, связанные с существующими неликвидируемыми коммуникациями, зданиями и сооружениями);
- вывод СИКН из эксплуатации с отключением от действующих коммуникаций и опорожнением;
- земляные работы;
- установку защитных футляров на пересекаемые недемонтируемые кабели;
- резку трубопровода на части безогневым методом;
- демонтаж площадок обслуживания, оборудования и СИ;
- заполнение бетоном участков трубопроводов, не подлежащих демонтажу;
- зачистку внутренней полости трубопроводов и оборудования;
- благоустройство территории и рекультивацию земель;
- размещение оборудования и СИ на складе. Решение о дальнейшем использовании или утилизации принимает заказчик;
- утилизацию демонтируемых трубопроводов.

10.5 Механо-технологическое оборудование

10.5.1 Ликвидацию МТО проводят в соответствии с документацией на ликвидацию и настоящим стандартом.

10.5.2 При ликвидации МТО осуществляют:

- вывод оборудования из эксплуатации с отключением от действующих коммуникаций и опорожнением;
- земляные работы для подземного оборудования;
- резку трубопровода на части безогневым методом для оборудования без фланцевого соединения;
- демонтаж площадок обслуживания, оборудования;
- зачистку внутренней полости оборудования;
- благоустройство территории и рекультивацию земель;
- размещение оборудования на складе. Решение о дальнейшем использовании или утилизации принимает заказчик.

10.5.3 При ликвидации подземных сетей водоснабжения выполняют:

- вывод систем из эксплуатации;
- определение фактического положения трубопроводов и размещаемого оборудования;
- опорожнение ликвидируемых сетей от воды;
- земляные работы;
- демонтажные работы;
- благоустройство территории и рекультивацию нарушенных земель;
- утилизацию демонтируемого оборудования и материалов.

10.5.4 При ликвидации надземных сетей водоснабжения выполняют:

- вывод сетей из эксплуатации;
- опорожнение ликвидируемых сетей от воды;
- демонтажные работы;
- утилизацию демонтируемого оборудования и материалов;
- благоустройство территории и рекультивацию нарушенных земель.

10.5.5 Ликвидацию внутренних систем водоснабжения выполняют в объеме ликвидации зданий и сооружений.

10.5.6 При ликвидации систем внутренних водопроводов холодного и горячего водоснабжений выполняют:

- вывод систем из эксплуатации;
- опорожнение систем от воды;
- продувку воздухом;
- демонтажные работы;
- утилизацию демонтируемого оборудования и материалов.

10.5.7 При ликвидации систем водоподготовки выполняют:

- вывод из эксплуатации систем водоподготовки;
- опорожнение систем, оборудования и сооружений от воды, утилизацию фильтрующих элементов, материалов, используемых в сооружениях водоподготовки и загрязненных стоков;
- демонтаж оборудования и трубопроводов;
- утилизацию демонтируемого оборудования и трубопроводов;
- благоустройство территории и рекультивацию нарушенных земель.

10.5.8 Ликвидацию водозаборных скважин выполняют согласно документации, разработанной на основании выполненных инженерных изысканий.

10.5.9 При ликвидации подземных самотечных и напорных сетей канализации выполняют:
- вывод подземных самотечных и напорных сетей из эксплуатации;
- определение фактического положения трубопроводов и размещенного оборудования;
- опорожнение ликвидируемых сетей от сточных вод;
- очистку трубопроводов, колодцев и иного оборудования от отложений, шлама, осадка и других загрязнений;
- земляные работы;
- демонтажные работы;
- благоустройство территории и рекультивацию земель;
- утилизацию демонтируемого оборудования и материалов.

10.5.10 При ликвидации надземных сетей канализации выполняют:
- вывод надземных сетей из эксплуатации;
- опорожнение ликвидируемых сетей от сточных вод;
- очистку трубопроводов и иного оборудования от загрязнений;
- демонтажные работы;
- благоустройство территории и рекультивацию земель;
- утилизацию демонтируемого оборудования и материалов.

10.5.11 Ликвидацию внутренних систем канализации выполняют в объеме ликвидации зданий и сооружений.

10.5.12 При ликвидации внутренних систем канализации выполняют:
- вывод систем из эксплуатации;
- опорожнение систем от сточных вод;
- зачистку трубопроводов и оборудования от отложений, загрязнений, нефтепродуктов, промывку водой;
- демонтажные работы;
- утилизацию демонтируемого оборудования и материалов.

10.5.13 При ликвидации систем очистки сточных вод выполняют:
- вывод из эксплуатации систем очистки сточных вод;
- опорожнение систем, оборудования и сооружений от сточных вод, шлама, песка, осадка, нефтепродуктов, утилизацию загрязнений и загрязненных стоков;
- демонтаж оборудования и трубопроводов;
- утилизацию демонтируемого оборудования и трубопроводов;
- благоустройство территории и рекультивацию нарушенных земель.

10.5.14 Ликвидацию систем пожаротушения выполняют в соответствии с документацией на ликвидацию и инструкциями по обеспечению пожарной безопасности.

10.5.15 При ликвидации подземных сетей пожаротушения выполняют:
- вывод подземных сетей пожаротушения из эксплуатации;
- определение фактического положения трубопроводов и размещенного оборудования;
- опорожнение ликвидируемых подземных сетей пожаротушения от воды;
- земляные работы;
- демонтажные работы;
- утилизацию демонтируемого оборудования и материалов;
- благоустройство территории и рекультивацию нарушенных земель.

10.5.16 При ликвидации надземных сетей пожаротушения выполняют:
- вывод надземных сетей пожаротушения из эксплуатации;
- опорожнение ликвидируемых надземных сетей пожаротушения от воды;
- демонтажные работы;
- утилизацию демонтируемого оборудования и материалов;

- благоустройство и рекультивацию нарушенных земель.

10.5.17 Ликвидацию внутренних систем водопожаротушения выполняют в объеме ликвидации зданий и сооружений, подлежащих противопожарной защите.

10.5.18 При ликвидации внутренних систем водопожаротушения выполняют:

- вывод систем из эксплуатации;
- опорожнение систем от воды;
- продувку воздухом;
- демонтажные работы;
- утилизацию демонтируемого оборудования и материалов.

10.5.19 При ликвидации подземных сетей пенного пожаротушения выполняют:

- вывод систем из эксплуатации;
- определение фактического положения трубопроводов и размещенного оборудования;
- опорожнение ликвидируемых сетей от пенообразователя или его раствора;
- утилизацию пенообразователя;
- земляные работы;
- демонтажные работы;
- утилизацию демонтируемого оборудования и материалов;
- благоустройство и рекультивацию нарушенных земель.

10.5.20 При ликвидации надземных сетей пенного пожаротушения выполняют:

- вывод систем из эксплуатации;
- опорожнение ликвидируемых сетей от пенообразователя;
- утилизацию пенообразователя;
- демонтажные работы;
- утилизацию демонтируемого оборудования и материалов;
- благоустройство и рекультивацию нарушенных земель.

10.5.21 Ликвидацию внутренних систем пенного пожаротушения выполняют в объеме ликвидации зданий и сооружений, оборудованных установками пожаротушения.

10.5.22 При ликвидации внутренних систем пенного пожаротушения выполняют:

- вывод систем пенного пожаротушения из эксплуатации;
- опорожнение систем пенного пожаротушения от пенообразователя;
- утилизацию пенообразователя;
- демонтажные работы;
- утилизацию демонтируемого оборудования и материалов.

10.5.23 Ликвидацию систем газового и порошкового пожаротушения выполняют в соответствии с эксплуатационными документами.

10.6 Энергетическое оборудование

10.6.1 Ликвидацию энергетического оборудования проводят в соответствии с документацией на ликвидацию и настоящим стандартом.

10.6.2 Ликвидации подлежит следующее энергетическое оборудование:

- электрооборудование системы внешнего электроснабжения [трансформаторы, открытые распределительные устройства, маслонаполненное оборудование (высоковольтные измерительные трансформаторы тока и напряжения, выключатели)];
- электрооборудование системы распределения электроэнергии [закрытое распределительное устройство, КТП, электрощитовое оборудование (ЩСУ, вводное распределительное устройство), другое вспомогательное электрооборудование];
- коммутационная аппаратура (выключатели, разъединители, отделители, рубильники и автоматы);
- системы наружного и охранного освещения;
- системы заземления, молниезащиты и системы уравнивания потенциалов.

10.6.3 Сбор, хранение, транспортирование и разборку ОЭО осуществляют в соответствии с общими требованиями безопасности при обращении с отходами соответствующих составов и классов опасности.

10.6.4 При сборе, хранении и транспортировании ОЭО необходимо обеспечить условия, позволяющие сохранить неизменность свойств ОЭО или обеспечение их изменения в пределах, допускаемых производителем для соответствующего этапа жизненного цикла ОЭО.

10.6.5 При отсутствии возможности повторного использования ОЭО подлежит утилизации.

10.7 Автоматизированная система управления технологическим процессом

10.7.1 Ликвидацию АСУ ТП проводят в соответствии с документацией на ликвидацию и настоящим стандартом.

10.7.2 В документации на ликвидацию приводят перечень систем и единиц оборудования АСУ ТП, подлежащих демонтажу. Для каждого оборудования АСУ ТП в соответствии с требованиями заказчика устанавливают способ демонтажа: с утилизацией или консервацией.

10.7.3 Проводят оценку возможности повторного использования оборудования АСУ ТП, проверку функционального состояния. Данную проверку допускается проводить в любом месте, соответствующем условиям такой проверки. При выявлении неисправностей следует осуществлять ремонт оборудования.

10.7.4 Пригодное к дальнейшей эксплуатации оборудование демонтируют, консервируют и передают на хранение.

10.7.5 При ликвидации АСУ ТП предусматривают демонтаж всего оборудования нижнего, среднего и верхнего уровней АСУ ТП, кроме оборудования, которое согласно требованиям заказчика подлежит утилизации.

10.7.6 Категория, технология и сроки временной противокоррозионной защиты — в соответствии с технической документацией на конкретное изделие или группу изделий.

10.7.7 При демонтаже ИБП, входящих в состав АСУ ТП, аккумуляторы, входящие в состав ИБП, демонтируют и передают на хранение. Хранение демонтированных аккумуляторов ИБП — в соответствии с техническими документами на конкретный тип аккумуляторов.

10.7.8 Шкафы АСУ ТП, подлежащие демонтажу, комплектуют техническим силикагелем по ГОСТ 3956 во влагопроницаемой упаковке.

10.7.9 Оборудование верхнего уровня АСУ ТП демонтируют и упаковывают в соответствии с эксплуатационными документами изготовителей оборудования. Перечень демонтируемого оборудования — в соответствии с документацией на ликвидацию.

10.7.10 При демонтаже манометров, сигнализаторов и преобразователей давления незамерзающую жидкость сливают. На патрубки (штуцеры), кабельные вводы приборов устанавливают заглушки.

10.7.11 Каждое демонтированное оборудование нижнего уровня АСУ ТП перед упаковкой снабжают табличкой, в которой указывают его технические характеристики в соответствии с документацией на ликвидацию.

10.7.12 Кабели, отключаемые от приборов в шкафах АСУ ТП, следует обесточить путем отключения коммутационных аппаратов, изъятия плавких предохранителей.

10.7.13 Демонтируемые кабели и материалы при ликвидации площадочного объекта подлежат утилизации, если заказчиком не установлены иные требования.

10.8 Линии и оборудование оперативно-технологической связи, комплексов инженерно-технических средств охраны и систем автоматизации противопожарных защит

Ликвидацию линий и оборудования оперативно-технологической связи, комплексов ИТСО и систем противопожарных защит проводят в соответствии с 10.7 и документацией на ликвидацию.

10.9 Средства электрохимической защиты

Ликвидацию систем ЭХЗ трубопроводов и резервуаров проводят в соответствии с документацией на ликвидацию.

10.10 Здания и сооружения

10.10.1 Перечень подлежащих ликвидации зданий и сооружений объектов МТ, работы по ликвидации зданий и сооружений — в соответствии с документацией на ликвидацию.

10.10.2 На стадии формирования исходных данных для проектирования ОЭО определяют перечень зданий и сооружений, требующих дополнительного обследования технического состояния конструкций зданий и сооружений в соответствии с ГОСТ 31937 с целью установления:

- опасности обрушения конструкций;
- возможности повторного использования конструкций;
- безопасного производства работ по демонтажу объекта МТ.

10.10.3 Территория строительной площадки и участки производства СМР подлежат ограждению по ГОСТ 23407 с установкой знаков безопасности по ГОСТ 12.4.026.

10.10.4 В документации на ликвидацию предусматривают:

- обоснование метода ликвидации объекта;
- определение последовательности работ;
- установление опасных зон и зон складирования продуктов демонтажа зданий и сооружений;
- временное закрепление или усиление конструкций для предотвращения их обрушения;
- методы защиты и обоснование применения защитных устройств инженерных сетей;
- меры безопасности при сносе или демонтаже зданий и сооружений;
- мероприятия по охране окружающей среды.

10.10.5 В документацию на ликвидацию включают мероприятия по предупреждению воздействия на работников опасных и вредных производственных факторов:

- самопроизвольное обрушение конструкций и элементов объекта;
- падение незакрепленных конструкций и оборудования;
- движущиеся части строительных машин и передвигаемые ими грузы;
- острые кромки конструкций и торчащие стержни;
- повышенное содержание в воздухе рабочей зоны пыли и вредных веществ;
- расположение рабочего места вблизи перепада по высоте 1,3 м и более.

10.10.6 Перед выполнением работ по ликвидации зданий и сооружений заказчик передает документы, удостоверяющие отключение электроэнергии, инженерных сетей, а также всех систем связи, автоматизированного и дистанционного управления технологическим оборудованием и содержащие разрешение на производство работ, характеристику сетей и их конструкцию.

10.10.7 До начала сноса или демонтажа объекта демонтируют технологическое и специальное оборудование, контрольно-измерительные приборы, инженерные системы — инженерное оборудование, санитарно-технические сети, системы электроснабжения, связи, радио и телевидения.

10.10.8 Демонтаж зданий и сооружений и их конструкций выполняют следующими способами:

а) механическим — валкой конструкций зданий, сооружений экскаватором с различным навесным оборудованием — клин-молотом или шар-молотом;

б) взрывным — разрушением или дроблением каменных, бетонных и железобетонных конструкций;

в) специальным — гидровзрывным, термическим, электрогидравлическим, гидрораскалыванием.

10.10.9 Демонтаж зданий и сооружений допускается проводить как поэлементно, так и отдельными блоками.

Поэлементный демонтаж обеспечивает максимальную сохранность конструкции (узла, детали, элемента) для повторного применения.

10.10.10 Разборку зданий и сооружений осуществляют сверху вниз в последовательности, обратной монтажу конструкций и элементов.

11 Ликвидация участка линейной части магистрального трубопровода

11.1 Трубопроводы

11.1.1 Ликвидацию участка трубопровода ЛЧ МТ проводят в соответствии с документацией на ликвидацию и настоящим стандартом.

11.1.2 В документации на ликвидацию приводят перечень оборудования, расположенного на участке ЛЧ МТ и подлежащего демонтажу. По требованию заказчика устанавливают способ демонтажа: с утилизацией или консервацией.

11.1.3 Ликвидацию трубопроводов, проложенных через естественные и искусственные препятствия бестраншейными методами, осуществляют способом тампонирования трубопровода цементно-песчаной смесью (цементным раствором).

11.1.4 Ликвидацию трубопроводов, проложенных через естественные и искусственные препятствия методом микротоннелирования, осуществляют способом протаскивания трубопровода из тоннеля.

11.1.5 При ликвидации трубопроводов подземной прокладки выполняют:

- вывод систем из эксплуатации;
- определение фактического положения трубопроводов и размещенного оборудования;

- освобождение (опорожнение ликвидируемого) трубопровода от нефти/нефтепродуктов или консерванта;
- земляные работы;
- работы по демонтажу трубопровода;
- благоустройство территории и рекультивацию земель;
- утилизацию или консервацию демонтируемого оборудования;
- утилизацию материалов.

11.2 Узлы пуска, пропуска, приема средств очистки и диагностирования

Ликвидацию узлов пуска, пропуска, приема средств очистки и диагностирования (в т. ч. КПП СОД) проводят в соответствии с документацией на ликвидацию.

11.3 Энергетическое оборудование

11.3.1 Перечень энергетического оборудования, подлежащего ликвидации, конкретизируют, исходя из схемы электроснабжения электропотребителей ЛЧ МТ, с учетом количества ВЛ, силовых трансформаторов.

11.3.2 Ликвидации подлежит следующее электротехническое оборудование:

- электрооборудование системы внешнего электроснабжения, вдольтрассовой линии электропередач, трансформаторы;
- электрооборудование системы распределения электроэнергии [электрощитовое оборудование (ЩСУ, вводное распределительное устройство) и другое вспомогательное электрооборудование];
- автоматические пункты секционирования;
- коммутационная аппаратура (выключатели, разъединители, отделители, рубильники и автоматы);
- системы наружного и охранного освещения;
- теплоэнергетическое оборудование;
- системы заземления, молниезащиты и системы уравнивания потенциалов;
- системы ЭХЗ трубопроводов (станция катодной защиты, клеммный шкаф, КИП).

11.4 Автоматизированные системы управления технологическим процессом

Ликвидацию АСУ ТП проводят в соответствии с 10.7 и документацией на ликвидацию.

11.5 Здания и сооружения

Ликвидацию зданий и сооружений ЛЧ МТ проводят в соответствии с 10.10 и документацией на ликвидацию.

12 Обеспечение безопасности

12.1 Обеспечение безопасности при проведении работ по освобождению трубопроводов от нефти/нефтепродуктов необходимо проводить в соответствии с ППР.

12.2 В документации на консервацию или ликвидацию следует разработать мероприятия по обеспечению безопасности объекта при его эксплуатации, проведении работ по консервации или ликвидации, а также соблюдению требований в области промышленной безопасности в соответствии с НД.

12.3 При проведении работ по консервации или ликвидации объектов МТ необходимо осуществлять контроль состояния парогазовоздушной среды в опасных зонах и объектах МТ, на которых проводят пожароопасные работы.

12.4 Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности, правила охраны труда при производстве работ по консервации или ликвидации объектов МТ следует проводить в соответствии с НД в области промышленной безопасности.

13 Охрана окружающей среды

13.1 В документации на консервацию или ликвидацию следует разработать мероприятия по охране окружающей среды, охране земельных ресурсов, атмосферного воздуха, водных ресурсов, охране объектов растительного и животного мира и среды их обитания, восстановлению нарушенных земель с

соблюдением требований природоохранного законодательства и действующих НД в области промышленной безопасности.

13.2 Предотвращение ущерба окружающей среде в период подготовки к консервации обеспечивают контролем персонала за процессом выполнения работ с целью:

- немедленного обнаружения утечек;
- проверки исправности задвижек перед началом очистки;
- постоянной готовности ремонтно-восстановительной бригады к ликвидации возможных повреждений трубопровода и их последствий.

13.3 На период консервации объекта разрабатывают мероприятия для проведения производственного эколого-аналитического контроля за состоянием окружающей природной среды силами производственной эколого-аналитической лаборатории, аккредитованной в установленном порядке.

13.4 При консервации или ликвидации объекта МТ все площадки временного накопления отходов зачищают от накопленных отходов. Отходы передают на размещение, обезвреживание организациям, имеющим лицензию на указанные виды деятельности. Емкостное оборудование площадок временного накопления нефтесодержащих отходов пропаривают.

Библиография

[1] Технический регламент Евразийского экономического союза ТР ЕАЭС 049/2020 О требованиях к магистральным трубопроводам для транспортирования жидких и газообразных углеводородов

УДК 622.692.4.053:006.354 МКС 19.100

Ключевые слова: консервация, ликвидация, объект магистрального трубопровода, магистральный трубопровод для транспортировки нефти и нефтепродуктов

Редактор *Н.В. Таланова*
Технический редактор *И.Е. Черепкова*
Корректор *О.В. Лазарева*
Компьютерная верстка *А.Н. Золотаревой*

Сдано в набор 27.07.2023. Подписано в печать 07.08.2023. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 6,05. Уч.-изд. л. 5,45.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении в ФГБУ «Институт стандартизации» для комплектования Федерального информационного фонда стандартов, 117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

Поправка к ГОСТ 31441.1—2011 (EN 13463-1:2001) Оборудование неэлектрическое, предназначенное для применения в потенциально взрывоопасных средах. Часть 1. Общие требования

В каком месте	Напечатано	Должно быть		
Предисловие. Таблица согласования	—	Азербайджан	AZ	Азстандарт

(ИУС № 12 2025 г.)

Поправка к ГОСТ 34181—2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование. Основные положения

В каком месте	Напечатано	Должно быть		
Предисловие. Таблица согласования	—	Азербайджан	AZ	Азстандарт

(ИУС № 12 2025 г.)

Поправка к ГОСТ 34969—2023 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Консервация и ликвидация объектов

В каком месте	Напечатано	Должно быть		
Предисловие. Таблица согласования	—	Азербайджан	AZ	Азстандарт

(ИУС № 12 2025 г.)

Поправка к ГОСТ 34969—2023 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Консервация и ликвидация объектов

В каком месте	Напечатано	Должно быть		
Предисловие. Таблица согласования	—	Казахстан	KZ	Госстандарт Республики Казахстан

(ИУС № 4 2026 г.)

gost.e-ecolog.ru