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

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ
СТАНДАРТ

**ГОСТ
34182—
2017**

Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов

ЭКСПЛУАТАЦИЯ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

Основные положения

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2019

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 Подкомитетом ПК 7 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов» Технического комитета по стандартизации МТК 523 «Техника и технологии добычи и переработки нефти и газа»

3 ПРИНЯТ Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 30 июня 2017 г. № 100-П)

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
Азербайджан	AZ	Азстандарт
Армения	AM	Минэкономики Республики Армения
Беларусь	BY	Госстандарт Республики Беларусь
Казахстан	KZ	Госстандарт Республики Казахстан
Киргизия	KG	Кыргызстандарт
Россия	RU	Росстандарт
Таджикистан	TJ	Таджикстандарт

4 Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 4 июля 2017 г. № 634-ст межгосударственный стандарт ГОСТ 34182—2017 введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с 1 марта 2018 г.

5 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

6 ПЕРЕИЗДАНИЕ. Июнь 2019 г.

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»

© Стандартинформ, оформление, 2017, 2019



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 2
3 Термины и определения 2
4 Сокращения 7
5 Общие требования к приемке в эксплуатацию, эксплуатации и нормативным документам по эксплуатации магистральных трубопроводов 8
5.1 Приемка в эксплуатацию магистральных трубопроводов и их объектов 8
5.2 Эксплуатация магистральных трубопроводов и их объектов 9
5.3 Требования к нормативной документации по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту магистральных трубопроводов и их объектов 11
6 Техническое обслуживание и ремонт магистральных трубопроводов и их объектов 11
6.1 Общие требования 11
6.2 Техническое обслуживание линейной части магистральных трубопроводов и их объектов . . . 11
6.3 Техническое обслуживание и ремонт перекачивающих станций 15
6.4 Техническое обслуживание и ремонт зданий и сооружений 16
6.5 Аварийный запас труб, материалов и оборудования 17
6.6 Подготовка магистральных трубопроводов к эксплуатации в условиях осенне-зимнего, паводкового и пожароопасного периодов 18
7 Техническое диагностирование и испытания магистральных трубопроводов и их объектов 18
7.1 Техническое диагностирование и техническое освидетельствование 18
7.2 Переиспытания эксплуатируемых магистральных трубопроводов и их объектов 20
8 Ремонтные работы на магистральных трубопроводах и их объектах 20
8.1 Определение вида ремонтных работ 20
8.2 Организация производства ремонтных работ на объектах линейной части магистральных трубопроводов 21
8.3 Организация ремонтных работ оборудования, зданий и сооружений перекачивающей станции 21
9 Электроснабжение, теплоснабжение, молниезащита и защита от статического электричества объектов магистральных трубопроводов 21
9.1 Общие положения 21
9.2 Электроснабжение 22
9.3 Теплоснабжение 23
9.4 Молниезащита и защита от статического электричества 23
10 Энергетическая эффективность объектов магистральных трубопроводов 24
11 Защита от коррозии линейной части и объектов магистральных трубопроводов 26
11.1 Общие требования 26
11.2 Требования к эксплуатации средств электрохимической защиты и контролю защищенности магистральных трубопроводов от коррозии 26
12 Технические средства и устройства, обеспечивающие определение количества и показателей качества нефти (нефтепродуктов) 27
13 Метрологическое обеспечение производственной деятельности 28
14 Автоматизированная система управления технологическим процессом транспорта нефти (нефтепродуктов) по магистральным трубопроводам 29
14.1 Общие положения 29

14.2 Эксплуатация технических средств автоматизированного управления магистральными трубопроводами . . . 29
14.3 Техническое обслуживание технических средств автоматизированного управления магистральными трубопроводами . . . 29
15 Оперативно-производственная и технологическая связь . . . 30
16 Организация и обеспечение перекачки нефти (нефтепродуктов) по магистральным трубопроводам . . . 30
16.1 Требования к технологическим режимам работы магистральных трубопроводов . . . 30
16.2 Ведение технологических процессов . . . 31
16.3 Организация перекачки нефти (нефтепродуктов) в особых условиях . . . 32
16.4 Диспетчерское управление магистральными трубопроводами . . . 33
17 Промышленная, пожарная безопасность и охрана труда на объектах магистральных трубопроводов . . . 35
17.1 Общие требования к промышленной безопасности . . . 35
17.2 Общие требования пожарной безопасности . . . 35
17.3 Общие требования по охране труда . . . 36
18 Экологическая безопасность эксплуатации магистральных трубопроводов . . . 37
19 Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций . . . 38
20 Обеспечение безопасности объектов магистральных трубопроводов . . . 38
20.1 Основные положения . . . 38
20.2 Силы и средства охраны объектов магистральных трубопроводов . . . 39
20.3 Оборудование объектов магистральных трубопроводов комплексами инженерно-технических средств охраны . . . 39
20.4 Эксплуатация инженерно-технических средств охраны . . . 41
21 Ликвидация аварий и отказов на объектах магистральных трубопроводов . . . 41
21.1 Готовность ЭО к ликвидации аварий и отказов на объектах магистральных трубопроводов . . . 41
21.2 Состав сил и средств для выполнения работ по ликвидации аварий и инцидентов . . . 41
21.3 Организация работ по ликвидации аварий и инцидентов . . . 42
21.4 Производство работ по ликвидации аварий и инцидентов . . . 42
21.5 План предупреждения и ликвидации разливов нефти (нефтепродуктов) . . . 43
21.6 План ликвидации возможных аварий . . . 43
22 Квалификационные требования к персоналу . . . 44
Приложение А (обязательное) Перечень объектов и сооружений, входящих в состав линейной части магистральных трубопроводов . . . 45
Приложение Б (обязательное) Оперативно-производственные и технологические виды связи . . . 45

Поправка к ГОСТ 34182—2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения (см. Изменение № 1, ИУС № 1—2024)

В каком месте	Напечатано	Должно быть
За принятие изменения проголосовали национальные органы по стандартизации следующих государств:	AM, BY, KG, RU, UZ	AM, BY, KG, RU, TJ, UZ

(ИУС № 4 2024 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

ЭКСПЛУАТАЦИЯ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

Основные положения

Oil and oil products trunk pipeline transportation. Operation and maintenance. Main principles

Дата введения — 2018—03—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает нормы и требования:

- к приемке в эксплуатацию, эксплуатации и нормативным документам по эксплуатации магистральных нефтепроводов (нефтепродуктопроводов);
- порядку организации и выполнения работ по диагностированию, ремонту и техническому обслуживанию объектов магистральных нефтепроводов (нефтепродуктопроводов);
- защите от коррозии линейной части и объектов магистральных нефтепроводов (нефтепродуктопроводов);
- метрологическому обеспечению средств измерений на магистральных нефтепроводах (нефтепродуктопроводах);
- техническим средствам и устройствам, обеспечивающим определение количества и показателей качества нефти (нефтепродуктов);
- обеспечению промышленной, пожарной, экологической безопасности и охране труда в процессе эксплуатации и технического обслуживания магистральных нефтепроводов (нефтепродуктопроводов);
- организации работы по ликвидации аварий и инцидентов на магистральных нефтепроводах (нефтепродуктопроводах);
- организации работ по диспетчеризации транспорта нефти (нефтепродуктов);
- квалификации персонала.

1.2 Настоящий стандарт распространяется на действующие магистральные нефтепроводы (нефтепродуктопроводы) и их объекты.

1.3 Настоящий стандарт не распространяется:

- магистральные нефтепроводы (нефтепродуктопроводы) с многофазным перекачиваемым продуктом (жидкость с газом);
- на магистральные трубопроводы, транспортирующие газообразные среды;
- на трубопроводы для сжиженных углеводородных газов и их смесей, нестабильного бензина и конденсата нефтяного газа, других сжиженных углеводородов с упругостью насыщенных паров при температуре 20 °С свыше 0,2 МПа;
- промысловые, межпромысловые и технологические трубопроводы.

Издание официальное

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 8.010[1)] Государственная система обеспечения единства измерений. Методика выполнения измерений. Основные положения

ГОСТ 8.346 Государственная система обеспечения единства измерений. Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические. Методика поверки

ГОСТ 8.570 Государственная система обеспечения единства измерений. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки

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

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 17.1.3.05 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами

ГОСТ 17.1.3.10 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами при транспортировании по трубопроводу

ГОСТ 25812[2)] Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии

ГОСТ 26976[3)] Нефть и нефтепродукты. Метод измерения массы

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов и классификаторов на официальном интернет-сайте Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации (www.easc.by) или 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 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 следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **аварийный запас:** Необходимый запас технологического оборудования и материалов, определенный в соответствии с установленными нормами, по номенклатуре и количеству достаточный для восстановления работоспособности оборудования и сооружений после аварий и инцидентов на объектах магистральных нефтепроводов или нефтепродуктопроводов и ликвидации их последствий.

3.2 **авария на магистральном нефтепроводе [нефтепродуктопроводе]:** Опасное техногенное происшествие, повлекшее внезапный вылив или истечение нефти [нефтепродукта], сопровождаемое одним или несколькими из следующих событий:

- воспламенение нефти [нефтепродуктов] или взрыв ее [их] паров;
- загрязнение любого водотока, реки, озера, водохранилища или любого водоема сверх пределов, установленных стандартами на качество воды государств, входящих в Содружество Независимых Государств, вызвавшее изменение окраски поверхности воды или берегов, или приведшее к образованию эмульсии, находящейся ниже уровня воды, или к выпадению отложений на дно или берега;
- образование утечки нефти [нефтепродукта] в объеме 10 $м^3$ и более.

3.3 **ввод в эксплуатацию:** Событие, фиксирующее готовность объекта к использованию по назначению, после строительно-монтажных работ, пусконаладочных работ или реконструкции, документально оформленное в установленном порядке.

[1)] В Российской Федерации действует также ГОСТ Р 8.563—2009.

[2)] В Российской Федерации действует ГОСТ Р 51164—98.

[3)] В Российской Федерации действует ГОСТ Р 8.595—2004.

3.4 **визуальный контроль:** Вид неразрушающего контроля, при котором первичная информация воспринимается органами зрения непосредственно или с использованием оптических приборов, не являющихся контрольно-измерительными.

3.5 **внутритрубное диагностирование:** Вид технического диагностирования с использованием внутритрубных инспекционных приборов, обеспечивающих получение информации об особенностях трубопровода, наличии, характера и местоположения дефектов основного металла и сварных швов труб.

3.6 **внутритрубный инспекционный прибор:** Устройство, перемещаемое внутри трубопровода потоком среды, снабженное средствами контроля и регистрации информации об особенностях трубопровода, наличии, местоположения и характера дефектов основного металла и сварных швов труб.

3.7 **вспомогательный трубопровод:** Технологический трубопровод, не участвующий в перекачке нефти/нефтепродуктов по магистральному трубопроводу.

3.8 **дефект трубопровода:** Отклонение параметров геометрического или конструктивного параметра, толщины стенки или показателя качества металла трубы, соединительной детали или сварного шва от требований действующих нормативных документов.

3.9 **дефектный участок трубопровода:** Участок трубопровода, содержащий одно и более отклонений геометрического параметра, толщины стенки или показателя качества материала трубы, соединительной детали или сварного шва.

3.10 **диспетчерская связь:** Комплекс технических средств связи различных видов, предоставляемых оперативно-техническому персоналу, организующему и сопровождающему транспорт нефти или нефтепродуктов.

3.11 **диспетчерская служба:** Оперативно-технический персонал, выполняющий оперативное управление технологическими процессами транспортировки нефти, товарно-коммерческой деятельностью для организации транспорта нефти или нефтепродуктов по магистральному нефтепроводу или нефтепродуктопроводу.

3.12 **измерительный контроль:** Вид неразрушающего контроля, при котором измерения осуществляются средствами измерений геометрических величин.

3.13 **инцидент на магистральном нефтепроводе [нефтепродуктопроводе]:** Отказ, повреждение или отклонения от установленного режима эксплуатации линейной части, оборудования или технических устройств нефтепровода [нефтепродуктопровода], сопровождаемые нарушением герметичности с утечкой нефти [нефтепродуктов] объемом менее 10 м^3, без воспламенения, взрыва, загрязнения водотоков.

3.14 **камера приема внутритрубных устройств:** Специальное устройство, обеспечивающее прием внутритрубных очистных, диагностических, разделительных и герметизирующих устройств в потоке перекачиваемого продукта из магистрального нефтепровода или нефтепродуктопровода.

3.15 **камера пуска внутритрубных устройств:** Специальное устройство, обеспечивающее пуск внутритрубных очистных, диагностических и разделительных устройств в потоке перекачиваемого продукта в магистральный нефтепровод или нефтепродуктопровод.

3.16 **комплексное опробование:** Одновременная проверка в действии смонтированного и подвергнутого ранее индивидуальным испытаниям оборудования и систем на объекте.

3.17 **линейная часть магистрального нефтепровода [нефтепродуктопровода]:** Комплекс объектов магистрального трубопровода, включающий в себя трубопроводы, в том числе переходы через естественные и искусственные препятствия, запорную и иную арматуру, установки электрохимической защиты от коррозии, вдольтрассовые линии электропередач, сооружения технологической связи, иные устройства и сооружения, обеспечивающие его безопасную и надежную эксплуатацию, и предназначенный для перекачки нефти [нефтепродукта] между площадочными объектами магистрального трубопровода.

3.18 **магистральный трубопровод [для нефти и нефтепродуктов]:** Технологически неделимый, централизованно управляемый имущественный производственный комплекс, состоящий из взаимосвязанных объектов, являющихся его неотъемлемой технологической частью, предназначенных для транспортировки подготовленной в соответствии с требованиями законодательства государств, входящих в Содружество Независимых Государств, нефти [нефтепродукта] от пунктов приема до пунктов сдачи приобретателю (потребителю), передачи на иной вид транспорта и (или) хранения.

3.19

насосный агрегат: Агрегат, состоящий из насоса и привода совместно с элементами трансмиссии, опорной плитой и любым другим вспомогательным оборудованием.

[ГОСТ ISO 17769-1—2014, пункт 2.1.1.2]

3.20

насосная установка: Конструкция из трубопроводов, опорных частей, фундаментов, блоков управления, приводов и т. д., в которую установлен насос или насосный агрегат (3.19) с целью обеспечения выполнения тех задач, для которых данная конструкция предназначена.

[ГОСТ ISO 17769-1—2014, пункт 2.1.1.3]

3.21 **товарная нефть:** Нефть, подготовленная к поставке потребителю в соответствии с требованиями действующих нормативных и технических документов, принятых в установленном порядке.

3.22 **нефтепродукт (нефтепродукты):** Готовый продукт, полученный в результате переработки нефти, газоконденсатного, углеводородного и химического сырья, удовлетворяющий всем требованиям нормативно-технической документации.

3.23 **нормативная документация:** Правила, отраслевые и государственные стандарты, технические условия, руководящие документы на проектирование, изготовление, ремонт, реконструкцию, монтаж, наладку, техническое диагностирование (освидетельствование), эксплуатацию.

3.24 **нормы технологических потерь нефти [нефтепродуктов]:** Количество безвозвратных потерь нефти [нефтепродуктов] по процессам или источникам выделения нефти в окружающую природную среду при современном уровне используемых техники и технологии и при условиях соблюдения технологических регламентов, правил и инструкций по эксплуатации и обслуживанию оборудования, технологических аппаратов и сооружений.

3.25 **нормативы технологических потерь нефти [нефтепродуктов]:** Укрупненные нормы, учитывающие общие удельные технологические потери нефти [нефтепродуктов] в целом по предприятию (маршруту), а также физико-химическими свойствами транспортируемой нефти (нефтепродукта) и утвержденные в установленном порядке. Они могут быть дифференцированы по основным технологическим процессам транспорта нефти и нефтепродуктов и периодам года.

3.26 **нормирование технологических потерь нефти [нефтепродуктов]:** Установление норм и нормативов технологических потерь нефти [нефтепродуктов].

3.27 **объект магистрального нефтепровода [нефтепродуктопровода]:** Технологический комплекс, являющийся частью магистрального нефтепровода [нефтепродуктопровода], состоящий из производственных территорий (площадок) с расположенными на них зданиями, сооружениями, оборудованием, трубопроводами, предназначенный для обеспечения соответствующих функций магистрального нефтепровода [нефтепродуктопровода].

3.28 **опознавательный знак:** Цветографическое изображение, содержащее графическую информацию об объекте и его ведомственной принадлежности.

3.29 **ответвление нефтепровода [нефтепродуктопровода]:** Участок нефтепровода [нефтепродуктопровода], не имеющий перекачивающие станции и соединяющий магистральный нефтепровод [нефтепродуктопровод] с предприятиями добычи, накопления, потребления, распределения и переработки нефти [нефтепродуктов].

3.30 **отказ магистрального нефтепровода [нефтепродуктопровода]:** Событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния технического оборудования, применяемого на объектах магистрального нефтепровода [нефтепродуктопровода], износ, повреждение, скрытая неисправность вследствие конструктивных нарушений, несоблюдения установленного процесса эксплуатации или ремонта.

3.31 **охранная зона магистрального нефтепровода [нефтепродуктопровода]:** Территория или акватория с особыми условиями использования, установленная вдоль магистрального нефтепровода [нефтепродуктопровода], предназначенная для обеспечения безопасности магистрального нефтепровода [нефтепродуктопровода].

3.32 **перевалочный терминал:** Объект магистрального нефтепровода [нефтепродуктопровода], предназначенный для приема, накопления, хранения, учета и перевалки нефти [нефтепродукта] на другой вид транспорта.

3.33 **перекачивающая станция магистрального нефтепровода [нефтепродуктопровода]:** Объект магистрального нефтепровода [нефтепродуктопровода], предназначенный для создания и поддержания рабочего давления в линейной части магистрального нефтепровода [нефтепродуктопровода].

3.34 **перекачка:** Процесс перемещения нефти или нефтепродуктов по трубопроводу с помощью насосных установок по заданной схеме.

3.35 **переход нефтепровода [нефтепродуктопровода]:** Участок линейной части магистрального нефтепровода [нефтепродуктопровода], на пересечении с искусственным или естественным препятствием, отличный по конструктивному исполнению от прилегающих участков линейной части.

3.36 **подводный переход нефтепровода [нефтепродуктопровода]:** Участок нефтепровода [нефтепродуктопровода], проложенного через судоходные водные преграды или несудоходные водные преграды ниже уровня дна, шириной в межень по зеркалу воды более 10 м и глубиной свыше 1,5 м или шириной по зеркалу воды в межень 25 м и более независимо от глубины.

3.37 **подземный переход нефтепровода [нефтепродуктопровода]:** Участок нефтепровода [нефтепродуктопровода], проложенного через искусственные или естественные преграды под землей, кроме участков, относящихся к подводному переходу нефтепровода [нефтепродуктопровода].

3.38 **приемка законченного строительством, реконструкцией участка магистрального трубопровода:** Юридическое действие органов и должностных лиц, уполномоченных на то действующим законодательством, в результате которого подтверждается соответствие принимаемого участка магистрального трубопровода предъявляемым к нему требованиям и договору подряда, а также готовность законченного строительством, реконструкцией участка магистрального трубопровода к вводу в эксплуатацию и использованию по назначению.

3.39 **приемка в работу участка магистрального трубопровода после капитального ремонта:** Юридическое действие уполномоченных должностных лиц, в результате которого подтверждается соответствие принимаемого участка магистрального трубопровода предъявляемым к нему требованиям и договору подряда.

3.40 **приемочная комиссия:** Временный коллегиальный орган уполномоченных должностных лиц, устанавливающий и документально подтверждающий соответствие участка магистрального трубопровода условиям договора (контракта), утвержденной в установленном порядке проектной документации, требованиям нормативных документов, а также готовность его к вводу в эксплуатацию.

3.41 **приемо-сдаточный пункт нефти [нефтепродуктов]:** Пункт по учету количества и оценке качества нефти [нефтепродукта], на котором подразделения принимающей и сдающей нефть сторон выполняют операции приема-сдачи нефти.

3.42 **прием-передача нефти [нефтепродукта]:** Операция, проводимая ответственными должностными лицами по приему и сдаче нефти, сопровождаемая определением количества и качества нефти [нефтепродуктов] с оформлением соответствующих документов.

3.43 **пункт подогрева нефти:** Объект магистрального нефтепровода, обеспечивающий подогрев перекачиваемой нефти с целью снижения ее вязкости.

3.44 **работоспособное состояние нефтепровода [нефтепродуктопровода]:** Состояние нефтепровода [нефтепродуктопровода], при котором он способен выполнять требуемые функции.

3.45 **резервуар:** Емкость, предназначенная для приема, хранения, измерения объема и сдачи нефти [нефтепродуктов].

3.46 **резервуарный парк:** Объект магистрального нефтепровода [нефтепродуктопровода], предназначенный для приема, хранения, подготовки и (или) смешения и откачки нефти [нефтепродукта], транспортируемой по линейной части магистрального нефтепровода [нефтепродуктопровода], включающий в себя резервуары [резервуар], другие сооружения и здания.

3.47 **самотечный участок нефтепровода [нефтепродуктопровода]:** Участок линейной части магистрального нефтепровода [нефтепродуктопровода] от перевальной точки в направлении потока нефти [нефтепродукта], в пределах которого осуществляется безнапорное течение нефти [нефтепродукта], включая участок с неполным сечением.

3.48 **система измерений количества и показателей качества нефти [нефтепродуктов]:** Совокупность функционально объединенных измерительных преобразователей, измерительных показывающих приборов, систем обработки информации, технологического оборудования, предназначенная для измерения массы нефти [нефтепродуктов], технологических и качественных параметров нефти [нефтепродуктов], отображения и регистрации результатов измерений.

3.49 **система электрохимической защиты:** Комплекс средств электрохимической защиты, установленный на всем протяжении магистральных нефтепроводов или нефтепродуктопроводов и предназначенный для их защиты от коррозионных повреждений.

3.50 **специализированная организация:** Организация, имеющая необходимые разрешительные документы в соответствии с действующим законодательством и допущенная в установленном порядке к выполнению отдельных подрядных работ и услуг на объектах магистральных нефтепроводов [нефтепродуктопроводов].

3.51 **средний ремонт:** Ремонт, выполняемый для восстановления исправности и частичного восстановления ресурса изделий с заменой или восстановлением составных частей ограниченной номенклатуры и контролем технического состояния составных частей, выполняемым в объеме, установленном в нормативно-технической документации.

3.52 **технический коридор магистрального нефтепровода [нефтепродуктопровода]:** Территория, по которой проходит нефтепровод [нефтепродуктопровод] или система параллельно проложенных нефтепроводов [нефтепродуктопроводов] и коммуникаций, ограниченная с двух сторон охранными зонами.

3.53 **техническое состояние:** Состояние, которое характеризуется в определенный момент времени, при определенных условиях внешней среды значениями параметров, установленных нормативной документацией.

3.54 **технологические нефтепроводы [нефтепродуктопроводы]:** Внутриплощадочные трубопроводы между точками врезки в магистральный нефтепровод [нефтепродуктопровод] на входе и выходе перекачивающих станций, перевалочных терминалов, приемо-сдаточных пунктов, включая входную и выходную арматуру, трубопроводы дренажа и утечек от насосных агрегатов, дренажа фильтров-грязеуловителей, регуляторов давления, узлов учета нефти [нефтепродуктов], сброса давления от предохранительных клапанов, системы сглаживания волн давления; обвязки емкостей сброса и гашения ударной волны; откачки из емкостей сбора утечек; сливо-наливных эстакад; опорожнения стендеров морских терминалов, системы улавливания легких фракций.

3.55 **технологические потери нефти [нефтепродуктов] на объектах магистрального трубопровода:** Безвозвратные неизбежные потери нефти [нефтепродуктов], обусловленные технологическими процессами транспортировки магистральным трубопроводом, а так же физико-химическими свойствами транспортируемой нефти [нефтепродукта].

3.56 **технологический регламент:** Документ, определяющий порядок организации надежного и безопасного ведения технологического процесса, который должен соответствовать проектным решениям, действительным характеристикам, условиям работы опасных производственных объектов магистральных трубопроводов, требованиям законодательств государств, входящих в Содружество Независимых Государств в области промышленной безопасности и нормативных технических документов.

3.57 **технологический участок:** Участок магистрального нефтепровода между двумя соседними резервуарными парками, работающий в едином гидравлическом режиме.

3.58 **транспортировка нефти или нефтепродуктов:** Совокупность операций, включающая в себя операции приема нефти или нефтепродуктов на начальном приемо-сдаточном пункте, перекачку по системе магистральных нефтепроводов или нефтепродуктопроводов, сдачу на конечном приемо-сдаточном пункте, слив, налив и перевалку.

3.59 **трасса трубопровода:** Положение оси трубопровода, определяемое на местности ее проекцией на горизонтальную и вертикальную плоскости.

3.60 **узел приема внутритрубных устройств:** Производственная площадка с комплексом взаимосвязанного оборудования, предназначенного для проведения технологических операций по приему и извлечению внутритрубных очистных, диагностических, разделительных и герметизирующих устройств.

3.61 **узел пуска внутритрубных устройств:** Производственная площадка с комплексом взаимосвязанного оборудования, предназначенного для проведения технологических операций по запасовке и пуску внутритрубных очистных, диагностических, разделительных и герметизирующих устройств в потоке перекачиваемого продукта в магистральном нефтепроводе или нефтепродуктопроводе.

3.62 **установившийся режим работы магистрального нефтепровода:** Режим работы нефтепровода, при котором обеспечена заданная производительность, отсутствуют изменения (колебания) давления в течение 10 мин после завершения всех необходимых пусков/остановок магистральных насосных агрегатов, магистральных насосных станций, подпорных насосных агрегатов, подпорных насосных станций, пусков/остановок передвижных насосных агрегатов (подпорных насосных агрегатов, подпорных насосных установок), переключения с одного резервуара на другой, подключения/отключения

лупингов, систем измерения количества и показателей качества нефти, изменение объемов сброса на нефтеперерабатывающий завод и подкачек от «Грузоотправителей» и др.

3.63 **управляющий диспетчер:** Диспетчер, непосредственно выполняющий пуск, перевод с одного режима на другой, остановку транспортировки нефти или нефтепродуктов по магистральным трубопроводам, а также технологические переключения оборудования объектов магистральных нефтепроводов или нефтепродуктопроводов.

3.64 **фактические технологические потери нефти [нефтепродуктов] (в отличие от плановых):** Реальное количество нефти [нефтепродуктов], теряемое в данный момент времени из источников потерь без нарушения технологии производства.

3.65 **эксплуатация магистрального нефтепровода [нефтепродуктопровода]:** Использование магистрального нефтепровода [нефтепродуктопровода] по назначению, определенному в проектной документации, и поддержание его работоспособного состояния в соответствии с действующими нормативными документами.

3.66 **эксплуатирующая организация** ЭО**:** Юридическое лицо, которое создано в соответствии с законодательством государства, входящего в Содружество Независимых Государств, которому магистральный нефтепровод [нефтепродуктопровод] принадлежит на праве собственности или на ином законном основании или передан собственником в управление в соответствии с законодательством государства, входящего в Содружество Независимых Государств, у которого имеются необходимые документы, дающие право на осуществление данной деятельности в соответствии с законодательством государства, входящего в Содружество Независимых Государств (разрешения, лицензии и т. д.), работники, а также технические средства, необходимые для использования объекта по назначению, управления, обслуживания магистрального нефтепровода [нефтепродуктопровода] и поддержания его в безопасном и работоспособном состоянии.

3.67 **электрометрическое диагностирование:** Вид технического диагностирования, обеспечивающий получение информации о техническом состоянии нефтепровода или нефтепродуктопровода путем измерения и регистрации электрических параметров, напрямую или косвенно характеризующих состояние системы защиты от коррозии металла трубопровода и уровень его защищенности, а также характеризующий степень коррозионной опасности среды, окружающей нефтепровод или нефтепродуктопровод.

4 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

ВУ — внутритрубное устройство;

ИТСО — инженерно-технические средства охраны;

КПП — контрольно-пропускной пункт;

ЛЧ — линейная часть;

МН — магистральный нефтепровод;

МНПП — магистральный нефтепродуктопровод;

МТ — магистральный трубопровод;

НД — нормативный документ;

ПЛВА — план ликвидации возможных аварий;

ПС — перекачивающая станция;

ПСП — приемо-сдаточный пункт;

РП — резервуарный парк;

СИ — средство измерений;

СИКН — система измерений количества и показателей качества нефти (нефтепродуктов);

ТНПА — технические и нормативные правовые акты;

ТСО — технические средства охраны;

ТУ — технологический участок;

ЧС — чрезвычайная ситуация;

ЭХЗ — электрохимическая защита.

5 Общие требования к приемке в эксплуатацию, эксплуатации и нормативным документам по эксплуатации магистральных трубопроводов

5.1 Приемка в эксплуатацию магистральных трубопроводов и их объектов

5.1.1 Законченный строительством, реконструкцией МН, МНПП (далее — МТ) подлежит приемке Застройщиком или Техническим заказчиком от Генерального подрядчика в соответствии с требованиями законодательств государств, входящих в Содружество Независимых Государств и условиями договора подряда (контракта).

5.1.2 Приемку законченного строительством, реконструкцией МТ должны осуществлять рабочие и приемочная комиссии.

5.1.3 МТ после ремонта подлежит принятию в работу согласно законодательств государств-членов СНГ. Приемку должны осуществлять комиссии в соответствии с требованиями НД и условиями договора подряда (контракта).

5.1.4 Предъявляемый к приемке МТ должен соответствовать требованиям законодательств государств, входящих в Содружество Независимых Государств, проектной и рабочей документации, технических регламентов и НД, принятой в установленном порядке в качестве доказательной базы при оценке соответствия.

5.1.5 Приемку МТ следует проводить по объектам в целом, а также с учетом пусковых комплексов и сезонной стадийности, отраженной в проектной документации.

5.1.6 Перечень оборудования, технических систем и сооружений, входящих в состав принимаемого МТ, должен быть установлен проектной документацией, разработанной для его строительства, реконструкции или ремонта.

5.1.7 Подготовленный к эксплуатации МТ после строительства, реконструкции подлежит приемке Приемочной комиссией, при участии представителей Застройщика (Инвестора) или уполномоченного Застройщиком (Инвестором) лица, уполномоченных федеральных органов надзора и органов местного самоуправления. Технический заказчик совместно с Генеральным подрядчиком должен обеспечить подготовку МТ к эксплуатации и предъявлению Приемочной комиссии.

5.1.8 Отдельно стоящие здания и сооружения, встроенные или пристроенные помещения производственного и вспомогательного назначения, входящие в состав МТ, при необходимости ввода их в действие в процессе строительства объекта могут быть приняты Рабочими комиссиями с последующим предъявлением их Приемочной комиссии.

5.1.9 Приемку в эксплуатацию пусковых комплексов, входящих в состав МТ, должны проводить Приемочные комиссии, назначаемые в порядке, установленном настоящим стандартом для приемки МТ в целом.

5.1.10 Приемку законченного строительством, реконструкцией МТ должна проводить Приемочная комиссия путем принятия решения о соответствии его законодательствам государств, входящих в Содружество Независимых Государств, проектной документации, Техническим регламентам и НД, а также возможности его эксплуатации.

5.1.11 Вновь построенные, реконструированные МТ должны быть подготовлены к приемке в эксплуатацию, в том числе:

- обеспечены энергоресурсами, транспортно-техническими средствами и материально-техническими ресурсами, предусмотренными проектной документацией;
- иметь производственно-эксплуатационный персонал для обеспечения безопасной эксплуатации объекта;
- соответствовать требованиям охраны труда и промышленной безопасности;
- иметь разрешения на заполнение углеводородами МТ в уполномоченных органах корпоративного контроля и надзора;
- иметь заключения, специальные разрешения на эксплуатацию объектов и оборудования МТ в уполномоченных органах государственного надзора.

5.1.12 Решение о соответствии должны принимать Приемочные комиссии по результатам проверки соответствия МТ, проводимой путем изучения приемо-сдаточной документации (доказательственных материалов) и визуального осмотра (контроля), осуществляемого по решению Приемочной комиссии. Состав и объем приемо-сдаточной документации (доказательственных материалов) должны соответствовать проектной документации и настоящему стандарту.

5.1.13 При соответствии вновь построенного, реконструированного МТ установленным требованиям Приемочной комиссии следует оформить Акт о приемке законченного строительством объекта. Акт целесообразно подготавливать по форме КС-14.

5.1.14 Приемо-сдаточную документацию, после получения разрешения на ввод МТ в эксплуатацию, Технический заказчик должен передать для постоянного хранения в ЭО.

5.1.15 Реализованные технические, конструктивные, технологические и иные решения должны соответствовать проектной и рабочей документации. Не допускается приемка в эксплуатацию объектов, по которым имеются не отраженные в проектной документации изменения, внесенные в ходе строительства, реконструкции или капитального ремонта. Их следует оформлять в установленном порядке до момента предъявления МТ к приемке.

5.1.16 Не допускается приемка в эксплуатацию МТ, в которых состав пусковых комплексов отличается от предусмотренных проектной и рабочей документацией.

5.1.17 До получения разрешения на ввод вновь построенных, реконструированных МТ в эксплуатацию запрещается их непосредственное использование по назначению, за исключением периода комплексного опробования под нагрузкой.

5.2 Эксплуатация магистральных трубопроводов и их объектов

5.2.1 Состав МТ, их конструктивные и технологические параметры устанавливают в проектной документации, в соответствии с действующими НД в зависимости от назначения, природно-климатических условий размещения МТ, физико-химических свойств нефти (нефтепродуктов), объема и расстояния перекачки.

5.2.2 Эксплуатацию МТ и их объектов должен осуществлять эксплуатационно-ремонтный персонал ЭО (далее — ЭО) с привлечением, при необходимости, для выполнения отдельных видов работ специализированных организаций на договорной основе в соответствии с действующими ТНПА.

5.2.3 При эксплуатации МТ и их объектов должны быть обеспечены:

- процесс перекачки нефти (нефтепродуктов);
- управление производственными процессами;
- контроль за работой МТ и их объектов;
- своевременное проведение технического обслуживания и ремонта;
- своевременное проведение технического диагностирования;
- учет нефти (нефтепродуктов) и ведение установленной отчетности;
- разработка и внедрение мероприятий по сокращению потерь нефти (нефтепродуктов) при перекачке, перевалке с одного вида транспорта на другой и выполнении других технологических операций, экономии электроэнергии, топлива, материалов и других ресурсов, освоению новой техники;
- соблюдение показателей энергетической емкости и энергетической эффективности, установленных в проектной документации;
- промышленная, пожарная и экологическая безопасность МТ;
- создание безопасных условий труда;
- готовность к ликвидации аварий, повреждений и их последствий;
- антитеррористическая и противокриминальная защита МТ и их объектов.

5.2.4 Безопасность, эффективность и надежность эксплуатации МТ должны обеспечиваться следующими мерами:

- периодическим патрулированием, осмотрами и комплексными диагностическими обследованиями с использованием технических средств;
- поддержанием в исправном состоянии за счет своевременного выполнения технического обслуживания и ремонта;
- соблюдением технологических регламентов и нормативной документацией по эксплуатации;
- своевременным выполнением мероприятий по подготовке к устойчивой работе в осенне-зимний, паводковый и пожароопасный периоды;
- своевременной реконструкцией объектов МТ в части морально устаревшего или изношенного оборудования;
- соблюдением требований к содержанию охранных зон и соблюдением минимальных расстояний;
- соблюдением условий обеспечения пожаровзрывобезопасности и противопожарной защиты;
- уведомлением руководителей организаций и информированием населения близлежащих населенных пунктов о местонахождении МТ и мерах безопасности;
- регулярным повышением квалификации обслуживающего персонала.

5.2.5 При проведении технического диагностирования МТ, в периоды между капитальными ремонтами любых участков или объектов, следует регулярно осуществлять оценку текущего остаточного ресурса МТ в соответствии с требованиями НД, согласованных действующими законодательствами государств, входящих в Содружество Независимых Государств, в установленном порядке. По результатам диагностирования МТ экспертная организация, имеющая лицензию на деятельность по проведению экспертизы промышленной безопасности, выдает ЭО заключение экспертизы на соответствие технического состояния участка МТ требованиям НД и определение срока безопасной эксплуатации участка ЛЧ МТ.

5.2.6 Для обеспечения сохранности качества нефти (нефтепродуктов) при приемо-сдаточных операциях требуется:

- выделение для каждой марки нефтепродукта отдельных резервуаров;
- оснащение установленной запорной арматуры электроприводами;
- содержание в исправном состоянии оборудования резервуаров (запорной и дыхательной арматуры, пробоотборников и т. п.);
- своевременное удаление донных отложений из резервуаров;
- проведение контроля уровня подтоварной воды в резервуарах, периодичности и полноты ее удаления;
- обеспечение герметичности запорной арматуры технологических трубопроводов.

5.2.7 Расчет потерь нефти (нефтепродуктов) следует проводить согласно НД, принятой в ЭО.

5.2.8 Нормативы технологических потерь нефти при транспортировке по системам МТ рассчитывают (пересматривают) и утверждают в порядке, определенном исполнительными органами государственной власти государств, входящих в Евразийский совет по стандартизации, метрологии и сертификации, с учетом изменений (ввода новых) маршрутов транспортировки нефти (нефтепродуктов) (тарифных участков).

5.2.9 Для сокращения потерь нефти (нефтепродуктов) в резервуарном парке необходимо:

- не допускать утечки нефти (нефтепродуктов) при сбросе подтоварной воды из резервуара;
- поддерживать полную техническую исправность и герметичность резервуаров;
- наносить на наружную поверхность резервуара светоотражающие светлые покрытия;
- предотвращать накопление донных отложений и процессы коррозии металла.

5.2.10 Обозначение трассы МТ на местности

5.2.10.1 Трассы МТ на местности должны быть обозначены информационными знаками, устанавливаемыми в пределах прямой видимости, но не реже чем через 500 м, а также на углах поворота и пересечениях с другими МТ и коммуникациями. К информационным знакам относятся опознавательные, предупреждающие и запрещающие знаки:

- опознавательный километровый знак «Охранная зона МТ» с козырьком для чтения с воздуха при воздушном патрулировании;
- опознавательный знак «Охранная зона»;
- опознавательный знак «Указатель поворота»;
- опознавательный знак «Пересечение коммуникаций»;
- опознавательный знак «Разграничения зон ответственности подразделений, обслуживающих смежные участки»;
- предупреждающий знак «Внимание нефтепровод! Проезд здесь!»;
- предупреждающий знак «Пожароопасно. Легковоспламеняющиеся вещества»;
- предупреждающий знак «Огнеопасно нефтепровод! (наименование оборудования на ЛЧ МТ)»;
- запрещающий знак «Внимание нефтепровод (нефтепродуктопровод)! Движение техники запрещено!»;
- запрещающий знак «Проход и проезд запрещен»;
- запрещающий знак «Якорь не бросать!»;
- запрещающий знак «Не копать! Электрический кабель»;
- запрещающий дорожный знак «Остановка запрещена»;
- стационарный створный знак подводного перехода.

5.2.10.2 Виды знаков, размеры, цветовая схема, содержание надписей на знаках и правила их установки должны отвечать требованиям ГОСТ 12.4.026 и НД ЭО.

5.2.10.3 Осмотр информационных знаков, установленных на МТ и их объектах, необходимо проводить при плановых осмотрах трассы.

5.3 Требования к нормативной документации по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту магистральных трубопроводов и их объектов

5.3.1 Нормативной документацией являются технические документы ЭО, определяющие требования и порядок действий, направленных на обеспечение надежной и безопасной эксплуатации МТ.

5.3.2 Нормативную документацию разрабатывает ЭО или специализированная организация на договорной основе и утверждается в установленном ЭО порядке.

5.3.3 Нормативная документация должна содержать конкретные указания персоналу о порядке действий и способах ведения работ при эксплуатации, техническом обслуживании и ремонте МТ и их объектов, а также:

- перечень и описания возможных отказов МТ и их объектов;
- перечни и критерии предельных состояний МТ и их объектов;
- порядок действий персонала при отказе МТ и их объектов;
- периодичность контроля технического состояния МТ и их объектов.

5.3.4 При разработке нормативной документации по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту МТ и их объектов необходимо основываться на требованиях и рекомендациях:

- законодательств государств, входящих в Содружество Независимых Государств, в области технического регулирования;
- проектной документации, характеристик применяемого оборудования и условий работы МТ, а также рекомендациях изготовителей применяемого оборудования;
- промышленной, пожарной, экологической безопасности и организации безопасных условий труда.

5.3.5 Нормативную документацию пересматривают не реже одного раза в пять лет или при изменении состава документации, определяющей порядок эксплуатации МТ и их безопасность, а также при внесении принципиальных изменений в технологическую схему и режимы работы МТ и их объектов.

6 Техническое обслуживание и ремонт магистральных трубопроводов и их объектов

6.1 Общие требования

6.1.1 Техническое обслуживание и ремонт МТ и их объектов следует проводить по утвержденным графикам (годовым, месячным), разработанным ЭО.

6.1.2 Объем выполняемых работ и периодичность проведения работ по техническому обслуживанию и ремонту МТ и их объектов должны быть определены в нормативной документации.

6.1.3 Техническое обслуживание и ремонт МТ и их объектов должны осуществляться эксплуатационно-ремонтным персоналом ЭО или специализированными организациями на договорной основе в соответствии с технологическими регламентами и нормативными документами.

6.2 Техническое обслуживание линейной части магистральных трубопроводов и их объектов

6.2.1 Общие положения

6.2.1.1 Перечень объектов и сооружений, входящих в состав ЛЧ МТ, установлен в соответствии с приложением А.

6.2.1.2 Техническое обслуживание ЛЧ МТ включает:

- осмотр (патрулирование) трассы МТ — визуальное наблюдение с целью своевременного обнаружения опасных ситуаций, угрожающих целостности и безопасности МТ и безопасности окружающей среды;
- контроль технического состояния установленного оборудования и проведение комплекса операций по поддержанию его в работоспособном состоянии.

6.2.1.3 По всей трассе следует поддерживать проектную глубину заложения МТ. При выявлении недозаглубления, оголения, провисания, размыва почв вокруг участков МТ они должны быть приведены в соответствие с проектной документацией.

6.2.1.4 При возникновении ситуаций, связанных с размывом почв вокруг МТ, следует предусматривать дополнительные мероприятия по их защите: организацию стока поверхностных вод, укрепление оврагов и промоин, размываемых берегов водных преград и другие.

6.2.1.5 На всех участках ЛЧ МТ должен быть обеспечен постоянный вдольтрассовый проезд (дорога) к любой точке МТ для выполнения профилактических, ремонтных и аварийных работ.

6.2.1.6 Участки земли с каждой стороны ЛЧ МТ и обслуживающих их линий электропередач и линий связи, объектов МТ и ПС следует периодически расчищать от деревьев, кустарников и их поросли для обеспечения свободного передвижения техники и пожарной безопасности на расстояния:

а) от ограждения территории ПС:

1) без РП и с РП до 100 000 $м^3$ — 50 м;

2) с РП более 100 000 $м^3$ — 100 м;

б) от оси МТ — 3 м;

в) от ограждения узлов пуска и приема ВУ — 25 м;

г) от крайнего провода вдольтрассовых линий электропередачи, ограждения прочих объектов ЛЧ МТ кроме линий связи — 3 м; отдельные деревья и группы деревьев, растущие на расстоянии более 3 м и угрожающие падением на объекты, уничтожаются;

д) от линий связи:

1) при высоте насаждений менее 4 м — шириной не менее расстояния между крайними проводами воздушных линий связи плюс 4 м (по 2 м с каждой стороны от крайних проводов до ветвей деревьев);

2) при высоте насаждений более 4 м — шириной не менее расстояния между крайними проводами воздушных линий плюс 6 м (по 3 м с каждой стороны от крайних проводов до ветвей деревьев);

3) вдоль трассы кабеля связи — шириной не менее 6 м (по 3 м с каждой стороны от кабеля связи).

6.2.2 Охранные зоны

6.2.2.1 ЭО должна контролировать состояние охранных зон МТ, которые составляют:

- вдоль трасс ЛЧ МТ, проложенных подземно, за исключением подводных переходов, в насыпи и на опорах — поверхность участка земли и воздушное пространство над ней (на высоту, соответствующую наибольшей высоте сооружений, включая насыпи и опоры МТ), ограниченную условными параллельными вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны от оси МТ, — не менее 25 м;

- вдоль трасс ЛЧ многониточных МТ — с учетом вышеизложенных требований на указанных расстояниях от осей крайних МТ;

- вдоль подводных переходов МТ — объем водного пространства от водной поверхности до дна, ограниченный вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны от крайних МТ, — 100 м;

- вдоль МТ, проложенных в морской акватории, — объем водного пространства от водной поверхности до дна, ограниченный вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны от крайних МТ, — 500 м;

- вокруг емкостей для дренажа нефти (нефтепродуктов), емкостей для аварийного сброса нефти (нефтепродуктов) — поверхность участка земли и воздушное пространство над ней (на высоту, соответствующую высоте указанных объектов), ограниченную вертикальной замкнутой поверхностью, отстоящей от границ территорий указанных объектов, — 50 м во все стороны;

- вокруг ПС, терминалов, РП, наливных и сливных железнодорожных эстакад, ПСП, пунктов подогрева нефти и иных объектов и сооружений — поверхность участка земли и воздушное пространство над ней (на высоту, соответствующую высоте указанных объектов), ограниченную вертикальной замкнутой поверхностью, отстоящей от границ территорий указанных объектов, — 100 м во все стороны;

- вокруг устройств ЭХЗ, выходящих за пределы охранной зоны ЛЧ МТ, — поверхность участка земли и воздушное пространство над ней (на высоту, соответствующую высоте указанных устройств), ограниченную вертикальной замкнутой поверхностью, отстоящей от границ территорий указанных объектов, — 5 м во все стороны.

6.2.2.2 В охранных зонах МТ запрещается производить действия, которые могут нарушить нормальную эксплуатацию МТ, либо привести к их повреждению в частности:

- перемещать, засыпать и ломать опознавательные и сигнальные знаки, контрольно-измерительные пункты;

- открывать люки, калитки и двери необслуживаемых усилительных пунктов кабельной связи, ограждений узлов линейной арматуры, станций катодной и дренажной защиты, линейных и смотровых колодцев и других линейных устройств;

- открывать и закрывать краны и задвижки, отключать или включать средства связи, энергоснабжения и телемеханики МТ;

- устраивать всякого рода свалки;

- разрушать берегоукрепительные, земляные и иные сооружения (устройства), предохраняющие прилегающую территорию и окружающую местность — от аварийного разлива нефти (нефтепродуктов);
- разводить огонь и размещать какие-либо открытые или закрытые источники огня.

6.2.2.3 Организации, имеющие намерения проводить работы в охранной зоне, обязаны не позднее чем за 5 сут до начала работ пригласить представителя ЭО на место производства работ для осуществления контроля за соблюдением мер по обеспечению сохранности МТ. Получив от ЭО письменное разрешение на ведение работ в охранной зоне МТ, организации обязаны выполнять их с соблюдением условий, обеспечивающих сохранность МТ и опознавательных знаков, и несут ответственность за повреждение последних.

6.2.2.4 Персонал ЭО при выезде на трассу МТ, независимо от основных обязанностей и целей выезда, должен следить за состоянием охранной зоны и соблюдением минимальных расстояний от МТ до ближайших объектов, установленных ТНПА и действующими НД. Информацию об обнаружении любого вида деятельности или событий, угрожающих нормальной и безопасной работе МТ, следует немедленно сообщать непосредственному руководителю.

6.2.2.5 При прохождении МТ в одном техническом коридоре с инженерными коммуникациями других организаций или их взаимном пересечении основы взаимоотношений организаций, эксплуатирующих эти коммуникации, должны устанавливаться регламентом (инструкцией) взаимоотношений организаций, коммуникации которых проходят в одном техническом коридоре или пересекаются. Регламент должны разрабатывать организации в соответствии с действующими НД государств, входящих в Содружество Независимых Государств, устанавливающими правила охраны трубопроводов.

6.2.2.6 Строительные и ремонтные работы в охранных зонах линий и сооружений технологической связи, телемеханики и электрических сетей, входящих в состав МТ, следует выполнять с соблюдением требований законодательств, действующих в государствах, входящих в Содружество Независимых Государств, в области охраны линий и сооружений связи и электрических сетей, а также настоящего стандарта.

6.2.2.7 Изменения, касающиеся строительства объектов в охранной зоне МТ, пересечений МТ коммуникациями другого назначения, а также конструктивные изменения объектов МТ должны быть своевременно внесены в исполнительную документацию.

6.2.3 Патрулирование трассы магистральных трубопроводов

6.2.3.1 Патрулирование трассы МТ следует осуществлять в целях:
- контроля состояния охранной зоны и прилегающей территории;
- выявления факторов, создающих угрозу надежности и безопасности эксплуатации МТ;
- обследования всех сооружений и элементов охранных систем сооружений с применением технических средств для определения их технического состояния.

6.2.3.2 Организация патрулирования трассы МТ возлагается на производственные подразделения ЭО.

6.2.3.3 Периодичность и вид осмотра трассы МТ устанавливает ЭО. В зависимости от местных условий и времени года осмотр следует проводить одним из следующих способов или их комбинацией:
- воздушным патрулированием в зависимости от погодных условий, труднодоступности или по утвержденному графику;
- наземным патрулированием, выполняемым обходчиком пешком или на транспортных средствах по графику, утвержденному ЭО.

6.2.3.4 Результаты патрулирования следует регистрировать в соответствующих журналах патрулирования.

6.2.3.5 Внеочередные осмотры трассы МТ проводят после стихийных бедствий, при обнаружении утечек нефти (нефтепродукта), падения давления, срабатывания систем обнаружения утечек и охранных систем, нарушения баланса нефти (нефтепродуктов) и других признаков повреждения МТ.

6.2.3.6 О замеченных утечках нефти (нефтепродукта), любых неисправностях и повреждениях сооружений по трассе, угрожающих нормальной работе МТ или безопасности людей, а также о нарушениях охранной зоны МТ или производстве строительных работ в непосредственной близости от МТ, лица, выполняющие патрулирование, должны немедленно сообщать непосредственному руководителю и диспетчеру, осуществляющему управление данным участком МТ.

6.2.4 Оборудование линейной части магистральных трубопроводов

6.2.4.1 Запорная арматура, узлы пуска и приема ВУ должны быть легкодоступны для обслуживания персоналом и защищены от повреждения и управления посторонними лицами.

6.2.4.2 Вантузы, а также отдельно стоящие манометры и сигнализаторы прохождения ВУ должны быть ограждены, обозначены и должны находиться в колодцах с обеспечением защиты от несанкционированного доступа.

6.2.4.3 Запорная арматура, установленная на ЛЧ МТ, должна быть комплектной, пронумерована в соответствии с технологическими схемами, должна иметь указатели положения затвора и содержаться в исправном состоянии. На арматуре должны быть надписи обозначения по управлению ею.

6.2.4.4 Площадки расположения запорной арматуры ЛЧ внутри ограждений должны быть спланированы, защищены от затопления поверхностными и грунтовыми водами и должны иметь твердое покрытие (гравий, щебень и т. п.), в случае расположения узлов запорной арматуры в пределах затапливаемых территорий должна быть предусмотрена возможность обесточивания задвижек. К площадкам должна быть предусмотрена возможность подъезда транспортных средств.

6.2.4.5 К узлам управления, указателям положения затвора запорной арматуры должен быть обеспечен беспрепятственный доступ обслуживающего персонала. Площадки обслуживания следует содержать в чистоте и исправном состоянии.

6.2.4.6 Открывать и закрывать запорную арматуру разрешается только по распоряжению диспетчера, которое должно быть зафиксировано в журнале распоряжений.

6.2.4.7 Операции по управлению, техническому обслуживанию запорной арматуры следует проводить в соответствии с требованиями инструкций предприятий-изготовителей.

6.2.4.8 Техническое обслуживание запорной арматуры следует проводить согласно годовым планам-графикам, утвержденным руководством ЭО.

Не менее одного раза в месяц следует проводить:

- внешний осмотр запорной арматуры с целью выявления утечек нефти, утечек масла через неплотности редуктора, нарушений герметичности кабеля и электродвигателя;
- проверку наличия смазки в редукторе и ванне конечных выключателей, отсутствия мелких неисправностей и поломок, наличия колпаков для защиты штока задвижки от пыли, грязи, осадков, наличия четко обозначенных знаков и надписей, указателей положения (штока);
- устранение всех выявленных при внешнем осмотре недостатков;
- устранение, при необходимости, с наружных поверхностей задвижек, обратных клапанов, с площадок самообслуживания грязи, ржавчины, льда, воды, подтеков масла.

6.2.4.9 Подтяжку сальников проводят по необходимости, но не реже двух раз в год. Протяжка всех фланцевых соединений проводится не реже двух раз в год при подготовке к работе в осенне-зимний и весенне-летний сезоны.

6.2.4.10 В процессе эксплуатации узлов пуска и приема ВУ с целью определения их возможных перемещений следует проводить контроль геодезических отметок и нивелирование оси камеры пуска (приема) ВУ.

6.2.4.11 В сейсмических районах и в районах многолетнемерзлых грунтов обследованию дополнительно подлежит оборудование, построенное на фундаментах (узлы запорной арматуры, блок-контейнеры пунктов контроля и управления, блок-контейнеры связи, емкости для дренажа нефти на камерах пуска и приема ВУ, прожекторные мачты, дома обходчиков).

6.2.5 Переходы через естественные и искусственные преграды

6.2.5.1 В процессе эксплуатации подземных переходов МТ через железные и автомобильные дороги необходимо проверять:

- состояние смотровых и отводных колодцев, контрольных устройств, отводных канав с целью выявления утечек нефти (нефтепродуктов), нарушений земляного покрова, опасных для МТ проседаний и выпучиваний грунта;
- положение защитного кожуха (футляра) и трубопровода, а также состояние изоляции МТ;
- отсутствие прямого контакта металла трубы с защитным кожухом.

6.2.5.2 Периодичность проведения проверок подземных переходов МТ через железные и автомобильные дороги устанавливают в НД ЭО.

6.2.5.3 В процессе эксплуатации надземных (воздушных) переходов (балочных, подвесных и арочных) необходимо вести визуальный контроль общего состояния воздушных переходов, береговых и промежуточных опор, состояния мачт, тросов, вантов, берегов в полосе переходов, берегоукрепительных сооружений, водоотводных канав, мест выхода МТ из земли, креплений МТ в опорах земляных насыпей.

6.2.5.4 Все надземные (воздушные) переходы балочного типа должны быть оборудованы ограждениями, исключающими возможность доступа и прохода посторонних лиц и проезда механизмов к МТ, иметь антикоррозионное защитное покрытие.

6.2.5.5 ЭО при планировании работ по техническому обслуживанию и ремонту переходов через водные преграды должна учитывать границы подводных переходов МТ, определяемые в соответствии с правилами, установленными в действующих НД.

6.2.5.6 На переходах через судоходные реки или реки шириной более 500 м должны быть оборудованы пункты наблюдения, в иных случаях по необходимости. Допускается не оборудовать пункты наблюдения на переходах через суходольные реки если этого не предусмотрено законодательством государств-членов СНГ.

6.2.5.7 Техническое обслуживание и ремонт запорной арматуры, проверка герметичности и промывка арматуры, эксплуатация и обслуживание электрооборудования, системы обнаружения утечек, а также контроль состояния противокоррозионной защиты переходов МТ, средств ЭХЗ, установленных на переходах, должны осуществляться в соответствии с требованиями технологических регламентов. Ремонт запорной арматуры должен выполняться по ремонтной документации.

6.2.5.8 В процессе эксплуатации электроприемников, электроснабжение которых осуществляется от двух взаимно резервирующих источников питания, должна выполняться проверка работоспособности устройств автоматического включения резервных источников электроснабжения.

6.2.5.9 Контроль герметичности запорной арматуры переходов МТ через водные преграды должен осуществляться не реже одного раза в квартал для арматуры многониточных переходов и не реже одного раза в полугодие для однониточных переходов в соответствии с годовым графиком.

6.2.6 Очистка внутренней полости линейной части магистральных трубопроводов

6.2.6.1 С целью поддержания пропускной способности, предупреждения скопления воды и внутренних отложений, а также с целью подготовки участка МТ к внутритрубному диагностированию и переиспытаниям следует проводить очистку внутренней полости МТ пропуском очистных устройств.

6.2.6.2 ЭО должна составлять и утверждать годовые планы работ по очистке МТ с учетом планов и технологических режимов транспортировки, проведения внутритрубного диагностирования, свойств перекачиваемой нефти (нефтепродукта).

6.2.6.3 Периодичность очистки МТ очистными устройствами определяют индивидуально для каждого МТ в зависимости от особенностей его эксплуатации и свойств перекачиваемой нефти (нефтепродукта) с учетом влияния на них температуры окружающей среды.

6.2.6.4 Работы по очистке МТ следует выполнять в соответствии с требованиями технологических регламентов.

6.3 Техническое обслуживание и ремонт перекачивающих станций

6.3.1 Общие положения

В зависимости от назначения и условий эксплуатации в состав ПС (терминалов, ПСП, железнодорожных и автомобильных эстакад) входят сооружения, здания, технологические системы и оборудование по транспортировке, накоплению, фильтрации перекачиваемой нефти (нефтепродуктов), СИКН, регулированию давления, сбору дренажа и утечек, электроснабжению, автоматизации и телемеханизации технологических процессов, пожарной и экологической безопасности и другим обеспечивающим процессам, а также оборудование вспомогательных систем.

6.3.2 Технологические трубопроводы

6.3.2.1 К основным трубопроводам относят внутриплощадочные трубопроводы между точками врезки в МТ на входе и выходе ПС (терминалов, ПСП, железнодорожных и автомобильных эстакад), включая входную и выходную запорную арматуру, надземные и надводные трубопроводы морских терминалов, по которым осуществляется транспортировка нефти (нефтепродуктов).

6.3.2.2 К вспомогательным трубопроводам относят технологические трубопроводы дренажа и утечек от насосных агрегатов, дренажа фильтров-грязеуловителей, регуляторов давления, узлов учета нефти (нефтепродуктов); трубопроводы сброса давления от предохранительных клапанов, системы сглаживания волн давления, обвязки емкостей сброса и гашения ударной волны, откачки из емкостей сбора утечек; опорожнения стендеров морских терминалов, системы улавливания легких фракций.

6.3.2.3 Значения рабочего давления технологических трубопроводов устанавливают в проектной документации.

6.3.2.4 Допустимое рабочее давление технологических трубопроводов определяют расчетом.

6.3.2.5 Технологические трубопроводы должны иметь градуировочные таблицы, выполненные на основании расчетов вместимости, утвержденных в установленном порядке.

6.3.2.6 При вводе в эксплуатацию ПС (терминала, ПСП, железнодорожной и автомобильной эстакады), трубопроводов, не эксплуатировавшихся более трех лет, полной или частичной замене трубопроводов, необходимо проводить гидравлическое испытание на прочность и герметичность. Гидравлические испытания вспомогательных трубопроводов следует проводить в соответствии с проектной документацией.

6.3.2.7 Сроки проведения обследования технологических трубопроводов с целью определения их технического состояния устанавливают в соответствии с технологическими регламентами.

6.3.2.8 Объем и методы обследования должны определяться программами и методиками, разработанными и утвержденными ЭО.

6.3.2.9 В технологических схемах внутриплощадочных трубопроводов должно быть указано расположение запорной арматуры, оборудования, приборов и устройств с соответствующими обозначением и нумерацией. Технологическая схема должна содержать экспликацию оборудования запорно-регулирующей арматуры с указанием основных технических характеристик.

6.3.3 Резервуарные парки

6.3.3.1 Резервуары должны быть оснащены полным комплектом оборудования, а также системами автоматики, контроля и измерения в соответствии с проектной документацией и с учетом обеспечения надежности выполнения технологических операций в соответствии с требованиями пожаровзрывобезопасности и охраны труда.

6.3.3.2 Для каждого резервуара должен быть установлен максимальный и минимальный уровень заполнения нефтью (нефтепродуктом) с учетом их работы в группе. При установлении максимального уровня следует учитывать результаты обследований и диагностирования в процессе эксплуатации.

6.3.3.3 Каждый резервуар должен быть поверен, должен иметь утвержденную градуировочную таблицу и акты ежегодных измерений базовой высоты. Порядок выполнения указанных действий определен в ГОСТ 8.570 и ГОСТ 8.346.

6.3.3.4 Ремонт резервуаров следует планировать на основе результатов диагностического обследования с учетом назначенного срока службы, загрузки резервуара в текущий период и на перспективу.

6.3.3.5 Всю информацию о проведенных ремонтах резервуаров следует отражать в технических паспортах на резервуары.

6.3.3.6 Техническое обслуживание резервуара и его оборудования должно быть организовано в сроки согласно утвержденному графику и выполняться в соответствии с перечнем работ и периодичностью, предусмотренными в картах технического обслуживания резервуаров.

6.3.4 Оборудование перекачивающей станции

6.3.4.1 Оперативный (дежурный) персонал должен осуществлять технические осмотры оборудования ПС (терминала, ПСП, железнодорожной и автомобильной эстакады), постоянно контролировать и регистрировать значения параметров с периодичностью, установленной в нормативных документах, производить оперативные переключения согласно утвержденным технологическим картам и указаниям управляющего диспетчера, осуществлять аварийный вывод оборудования из эксплуатации.

6.3.4.2 Работоспособность оборудования объектов, временно выведенных из эксплуатации без проведения работ по консервации, обеспечивается выполнением периодического технического обслуживания и ремонта (при необходимости) в сроки и в объемах, установленных технологическими регламентами. При этом техническое состояние запорной арматуры на технологических трубопроводах следует проверять на предмет выполнения условий сохранности не менее двух раз в год (весной и осенью).

6.4 Техническое обслуживание и ремонт зданий и сооружений

6.4.1 Для обеспечения функционирования ПС в состав площадочных сооружений могут входить лаборатории, котельные, механические мастерские, гаражи, склады и другие объекты, расположенные как в отдельных зданиях, так и в помещениях одного здания.

6.4.2 Все производственные здания и сооружения должны подвергаться периодическим техническим осмотрам в соответствии с НД два раза в год — осенью и весной. Весенний технический осмотр должен проводиться после таяния снега для определения объемов работ текущего и капитального ремонта, осенний — для проверки готовности зданий и сооружений к эксплуатации в зимний период.

6.4.3 Технический осмотр основных конструкций зданий, оборудованных грузоподъемными механизмами, — подвесными или опорными мостовыми кранами, — должен проводиться один раз в месяц.

6.4.4 Внеочередные осмотры зданий и сооружений должны проводиться после стихийных бедствий (пожаров, ураганных ветров, больших ливней и снегопадов, землетрясений), аварий и инцидентов.

6.4.5 Осмотры производственных зданий и сооружений, возведенных на подработанных подземными горными выработками территориях, на просадочных грунтах, в районах вечной мерзлоты, а также эксплуатируемых в условиях воздействия внешних вибраций (например, от железнодорожного полотна) следует проводить один раз в месяц.

6.4.6 При наличии явления пучения грунтов на ПС следует проводить ежегодную проверку высотных отметок оборудования и инженерных сооружений. При превышении допустимой величины деформации, указанной в проектной документации на строительство объекта, следует принимать меры к уменьшению или компенсации влияния пучения грунта на напряженно-деформированное состояние патрубков насосов, элементов трубопроводов, фундаментов и т. п.

6.4.7 При выявлении осадки фундаментов насосных агрегатов, узлов запорной арматуры должны быть проведены расчеты по оценке дополнительных нагрузок на патрубки насосов и арматуры и, при превышении допустимых значений, выполнены мероприятия по их снижению (вырезка небольших участков трубопроводов и установка переходных катушек, применение компенсаторов, подливка фундамента и пр.).

6.4.8 Допустимая величина деформаций (подъема, осадки и кренов) оборудования и инженерных сооружений определяется в проектной документации, исходя из условий обеспечения устойчивости и прочности инженерных сооружений и нормальной эксплуатации, по требованиям производителя оборудования.

6.4.9 Защитное покрытие фундаментов оборудования должно обеспечивать их защиту от воздействия нефти, масла, топлива и других жидкостей.

6.4.10 Уплотнения технологических и вспомогательных трубопроводов, а также других коммуникаций, проходящих через стены производственных зданий, должны поддерживаться в состоянии, предусмотренном в проектной документации.

6.4.11 В стенах зданий и сооружений не допускаются не предусмотренные в проектной документации пробивка отверстий, проемов, установка, подвеска и крепление технологического оборудования, подъемно-транспортных средств, трубопроводов.

6.4.12 Стены, примыкающие к зданию насосной станции, должны проверяться на герметичность не реже одного раза в год в соответствии с инструкцией, утвержденной руководством ЭО.

6.4.13 Разделительные стены и перегородки, отделяющие помещение зала насосных агрегатов от других смежных помещений, должны проверяться на герметичность задымлением по методике, утвержденной руководством ЭО, не реже одного раза в год.

6.4.14 Металлические конструкции зданий и сооружений должны быть защищены от коррозии.

6.5 Аварийный запас труб, материалов и оборудования

6.5.1 Хранение аварийного запаса труб, материалов и оборудования (далее — аварийный запас) предусматривает обеспечение его количественной и качественной сохранности в течение установленного срока и возможности его дальнейшего использования в производстве. Хранение и складирование аварийного запаса должно осуществляться в соответствии с технологическими регламентами, разработанными с учетом требований изготовителей труб, материалов и оборудования.

6.5.2 Руководство ЭО должно обеспечивать своевременное пополнение аварийного запаса. В процессе эксплуатации МТ необходимо периодически проводить осмотр аварийного запаса. По мере необходимости следует выполнять работы по ремонту стеллажей, защите от коррозии, скашиванию растительности и т. д.

6.5.3 Трубы, оборудование и материалы аварийного запаса должны иметь паспорта изготовителей, инструкции по эксплуатации, сертификаты соответствия, экспертизу промышленной безопасности и декларацию соответствия.

6.5.4 Трубы, фасонные изделия и запорная арматура аварийного запаса, применяемые для восстановления работоспособности поврежденного участка МТ, должны быть подвергнуты входному контролю в соответствии с действующими ТНПА, с обязательным наличием актов заводских гидравлических испытаний. В случае отсутствия актов заводских испытаний, до монтажа в нефтепровод, трубы, фасонные изделия и запорная арматура должны пройти гидравлические испытания на прочность и герметичность. Срок и условия хранения труб, фасонных изделий и арматуры аварийного запаса — согласно технических условий производителей.

6.6 Подготовка магистральных трубопроводов к эксплуатации в условиях осенне-зимнего, паводкового и пожароопасного периодов

6.6.1 Сроки подготовки объектов МТ к устойчивой работе в осенне-зимний период (весенний паводок) устанавливают технологические регламенты в зависимости от района прокладки МТ.

6.6.2 Для обеспечения эффективной и надежной эксплуатации оборудования в ЭО следует разрабатывать мероприятия по подготовке объектов МТ к устойчивой работе в осенне-зимний период, весенний паводок.

6.6.3 Работы по техническому обслуживанию и ремонту оборудования и сооружений следует включать в план мероприятий по подготовке объектов к устойчивой работе в осенне-зимний период, весенний паводок с указанием сроков их выполнения на конкретном оборудовании, в здании, сооружении, системе.

6.6.4 Результаты выполнения мероприятий следует фиксировать в актах выполненных работ, паспортах (формулярах) оборудования и сооружений, журналах производства работ.

7 Техническое диагностирование и испытания магистральных трубопроводов и их объектов

7.1 Техническое диагностирование и техническое освидетельствование

7.1.1 В целях определения фактического технического состояния ЛЧ МТ и их объектов, определения назначенного срока службы на проектных технологических режимах, необходимости изменения технологических режимов или проведения ремонтных работ в процессе эксплуатации следует проводить периодическое техническое диагностирование и техническое освидетельствование объектов МТ.

7.1.2 Техническому диагностированию и техническому освидетельствованию подлежат объекты МТ:

- ЛЧ МТ;
- подводные переходы МТ;
- воздушные переходы МТ;
- технологические и вспомогательные трубопроводы;
- резервуары;
- запорная арматура;
- механо-технологическое оборудование;
- энергетическое оборудование;
- системы автоматизации;
- подводные переходы кабельных линий связи;
- дополнительное оборудование (соединительные детали, узлы отбора давления, емкости, чопы, вантузы, бобышки, ремонтные муфты, камеры пуска, приема и пропуска ВУ);
- грузоподъемные механизмы;
- здания и сооружения, законченные строительством и монтажом, находящиеся в эксплуатации.

7.1.3 Требования к порядку проведения технического диагностирования ЛЧ МТ устанавливают в соответствии с требованиями действующих ТНПА (но не реже одного раза в семь лет) на территории государств, входящих в Содружество Независимых Государств.

7.1.4 На МТ применяют следующие виды технического диагностирования:

- внутритрубное диагностирование ЛЧ МТ с целью выявления дефектов геометрии МТ, дефектов стенки трубы и сварных швов, а также определения планово-высотного положения;
- электрометрическое диагностирование всех технологических и вспомогательных нефтепроводов (нефтепродуктопроводов) с целью оценки состояния изоляционного покрытия, наличия коррозионных дефектов стенки трубы и определения скорости коррозии, оценки состояния средств ЭХЗ, наличия контакта с защитными кожухами;
- измерения планового положения, глубины залегания МТ и его конструктивных элементов, проводимые с целью выявления отклонения глубины залегания подземных МТ от проектных значений, измерение горизонтальных смещений МТ в процессе эксплуатации;
- наружное диагностирование методами неразрушающего контроля соединительных, конструктивных деталей, приварных элементов и ремонтных конструкций.

7.1.5 На МТ применяют следующие методы технического диагностирования:

- визуальный и измерительный контроли всех технологических нефтепроводов (нефтепродуктопроводов) и вспомогательных нефтепроводов (нефтепродуктопроводов) откачки утечек;
- визуальный и измерительный контроли основного металла МТ;
- визуальный и измерительный контроли сварных швов МТ;
- ультразвуковой контроль кольцевых сварных швов МТ;
- ультразвуковая толщинометрия стенки МТ;
- капиллярный контроль;
- магнитопорошковый контроль;
- измерения планово-высотного положения МТ и его конструктивных элементов;
- магнитометрический контроль;
- вибродиагностический контроль.

7.1.6 На подземных МТ применяют следующие виды технического диагностирования:

- внутритрубное диагностирование ЛЧ МТ с целью выявления дефектов геометрии МТ, дефектов стенки трубы и сварных швов, а также определения планово-высотного положения;
- измерения планового положения и глубины залегания МТ и его конструктивных элементов, проводимые с целью выявления отклонения глубины залегания МТ от проектных значений, измерение горизонтальных смещений МТ в процессе эксплуатации;
- наружное диагностирование методами неразрушающего контроля соединительных, конструктивных деталей, приварных элементов и ремонтных конструкций;
- электрометрическое диагностирование всех технологических и вспомогательных нефтепроводов (нефтепродуктопроводов) с целью оценки состояния изоляционного покрытия, наличия коррозионных дефектов стенки трубы и определения скорости коррозии, оценки состояния средств ЭХЗ, наличия контакта с защитными кожухами.

7.1.7 Техническое освидетельствование технических устройств, зданий и сооружений проводят в соответствии с действующими законодательствами государств, входящих в Содружество Независимых Государств, и технологическими регламентами ЭО, в следующих случаях:

- окончание в планируемом году назначенного (нормативного) срока эксплуатации технических устройств, зданий и сооружений;
- окончание в планируемом году срока продления эксплуатации, установленного по результатам технического освидетельствования технических устройств, зданий и сооружений, отработавших установленный срок эксплуатации;
- отклонение от нормативных значений параметров технических устройств, зданий и сооружений по результатам испытаний и диагностического контроля, проводимого эксплуатационным персоналом;
- если технические устройства, здания и сооружения подверглись непредусмотренным аварийным воздействиям (пожар, сейсмическое воздействие и др.).

7.1.8 Работы по определению возможности продления назначенного срока службы и/или назначенного ресурса технических устройств, оборудования и сооружений проводят по заявке организации, эксплуатирующей опасные производственные объекты.

7.1.9 По окончании работ по определению возможности продления назначенного срока службы и/или назначенного ресурса экспертная организация составляет заключение экспертизы промышленной безопасности, в котором содержится вывод о возможности или невозможности продления срока безопасной эксплуатации технического устройства, оборудования и сооружения.

7.1.10 При необходимости проведения корректирующих мероприятий экспертная организация разрабатывает план корректирующих мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации технических устройств, оборудования и сооружений на продлеваемый период, который является приложением к заключению экспертизы промышленной безопасности.

7.1.11 Выполнение мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации технических устройств, оборудования и сооружений на продлеваемый период в соответствии с требованиями промышленной безопасности обеспечивают организации, эксплуатирующие опасные производственные объекты, на которых применяют указанные технические устройства, оборудование и сооружения.

Если по результатам экспертизы промышленной безопасности установлено, что техническое устройство, оборудование, сооружение находится в состоянии, опасном для дальнейшей эксплуатации, экспертная организация направляет информацию об этом в соответствующий орган исполнительной власти, уполномоченный на осуществление контроля и надзора в области промышленной безопасно-

сти государств, входящих в Содружество Независимых Государств, который осуществил регистрацию опасного производственного объекта, на котором применяется техническое устройство, оборудование, сооружение в соответствии с требованиями законодательств государств, входящих в Содружество Независимых Государств.

7.2 Переиспытания эксплуатируемых магистральных трубопроводов и их объектов

7.2.1 Гидравлические переиспытания МТ и их объектов в процессе эксплуатации являются средством подтверждения их надежности и безопасности при эксплуатации и должны проводиться:

- на действующих линейных участках и входящих в них объектах МТ, находящихся в эксплуатации, которые по различным причинам не могут быть продиагностированы, поскольку недоступны ни внутритрубной, ни ручной, ни иного рода диагностике [например, участки перемычек, проложенные в болотистой местности, трубопроводы обвязки камер пуска (приема) ВУ и т. д.];
- на технологических трубопроводах ПС;
- перед вводом в эксплуатацию МТ, которые были выведены из эксплуатации на срок три года и более без освобождения от нефти (нефтепродуктов);
- перед вводом в эксплуатацию МТ, которые были выведены из эксплуатации на срок один год и более с освобождением от нефти (нефтепродуктов).

7.2.2 Требования по проведению гидравлических переиспытаний участков МТ и их объектов устанавливает ЭО.

7.2.3 Периодичность гидравлических переиспытаний действующих ЛЧ МТ и входящих в них объектов МТ, на которых по различным причинам не допускается проводить внутритрубное диагностирование, определяют с учетом их фактического технического состояния, но не реже одного раза в 20 лет.

Периодичность гидравлических переиспытаний технологических трубопроводов устанавливают в соответствии с методикой диагностирования технологических трубопроводов и оборудования ПС, прошедших экспертизу промышленной безопасности, а также в соответствии с условиями и требованиями безопасной эксплуатации, ресурсом и сроком эксплуатации оборудования, указанным организацией-изготовителем в технической документации, с учетом их фактического технического состояния.

7.2.4 Перед проведением переиспытаний МТ и их объектов ЭО должно быть проведено обследование узлов врезок трубопроводов, отводов, отмычек и др. (тройник основного трубопровода, трубопровод до и после арматуры), не входящих в схему гидравлических переиспытаний.

7.2.5 Для организации проведения переиспытаний действующих МТ и их объектов в ЭО должна быть создана рабочая комиссия.

7.2.6 Переиспытания следует проводить по утвержденному проекту производства работ и специальной инструкции, в соответствии с требованиями соответствующих НД государств, входящих в Содружество Независимых Государств.

7.2.7 Результаты гидравлического переиспытания должны быть оформлены актом.

7.2.8 Участки МТ и их объекты, на которых в процессе гидравлических переиспытаний выявлены утечки, подлежат ремонту и повторным гидравлическим переиспытаниям в полном объеме.

8 Ремонтные работы на магистральных трубопроводах и их объектах

8.1 Определение вида ремонтных работ

8.1.1 На основании анализа результатов технического диагностирования определяют вид ремонта и планируют его очередность.

8.1.2 Ремонт МТ и их объектов подразделяют на следующие виды:

- текущий;
- капитальный;
- средний;
- по техническому состоянию, при котором контроль технического состояния выполняют с периодичностью и в объеме, установленными нормативной документацией, а объем и момент начала ремонта определяются техническим состоянием оборудования и сооружений.

8.1.3 Каждому виду ремонта должен соответствовать метод (технология) ремонта, который устанавливают в ТНПА.

8.2 Организация производства ремонтных работ на объектах линейной части магистральных трубопроводов

8.2.1 Планирование работ по ремонту МТ следует проводить в зависимости от характера и степени опасности дефектов, с учетом заключения о техническом состоянии сооружений и оборудования МТ.

8.2.2 Ремонт МТ следует проводить по технологиям, установленным в НД ЭО.

8.2.3 Текущий ремонт оборудования и объектов ЛЧ МТ следует выполнять совместно с техническим обслуживанием МТ по утвержденному графику технического обслуживания и ремонта.

8.2.4 Вывод или передачу специализированным организациям оборудования и объектов ЛЧ МТ в ремонт проводят в порядке, установленном НД ЭО.

8.2.5 Ремонт (средний, текущий) запорной арматуры и оборудования линейных сооружений МТ могут выполнять подразделения аварийно-восстановительной службы или специализированные службы ЭО, капитальный ремонт — специализированные организации.

8.2.6 Текущий ремонт электротехнических установок, линий электропередачи, оборудования и средств ЭХЗ, систем телемеханики, входящих в состав ЛЧ МТ, должны выполнять специализированные службы ЭО, капитальный ремонт — специализированные службы ЭО или специализированные подрядные организации, имеющие опыт работы и разрешение на производство работ в охранной зоне МТ.

8.2.7 Производство ремонтных работ следует начинать после выполнения организационных и технических мероприятий, приемки специализированной подрядной организацией трассы ремонтируемого участка МТ под ремонт и письменного разрешения ЭО на производство работ.

8.2.8 Работы по текущему и капитальному ремонту оборудования и объектов ЛЧ МТ следует проводить с соблюдением действующих норм и правил безопасности.

8.3 Организация ремонтных работ оборудования, зданий и сооружений перекачивающей станции

8.3.1 Основанием для проведения ремонта оборудования, зданий и сооружений является утвержденный годовой график технического обслуживания и ремонта.

8.3.2 До вывода зданий и сооружений в текущий ремонт необходимо:

- выполнить обследование технического состояния;
- составить дефектные ведомости и перечень работ;
- разработать задание на проектирование;
- выполнить проектные работы, согласовать и утвердить проектную документацию в установленном порядке;
- составить графики ремонта и проекты организации ремонтных работ;
- заготовить согласно проектной документации необходимые материалы.

8.3.3 Для оборудования, прошедшего капитальный ремонт, должны быть определены сроки следующего диагностирования, послеремонтный гарантийный срок или послеремонтная гарантийная наработка в соответствии с НД.

8.3.4 Перечень, формы и сроки представления документации для технического обслуживания и ремонта оборудования ПС (терминала, ПСП, железнодорожной и автомобильной эстакады, РП, морского терминала) и отчетной документации о фактически выполненных объемах ремонтных работ определяет ЭО.

9 Электроснабжение, теплоснабжение, молниезащита и защита от статического электричества объектов магистральных трубопроводов

9.1 Общие положения

9.1.1 Для обеспечения работоспособности электроустановок и тепловых энергоустановок на всех уровнях управления ЭО создаются подразделения энергослужбы, организационная структура и состав которых должны определяться в НД ЭО.

9.1.2 Основными задачами энергослужбы ЭО являются:

- обеспечение эксплуатации энергооборудования объектов МТ в соответствии с НД;
- соблюдение удельных норм расхода энергоресурсов;
- совершенствование организации эксплуатации энергоустановок;

- анализ затрат на энергоресурсы по статье издержек и разработка предложений и мер по их снижению (энергоаудит);

- своевременное и качественное планирование и проведение технического обслуживания и ремонта;

- разработка и внедрение мероприятий по экономии энергоресурсов.

9.1.3 На объектах МТ должен быть организован коммерческий и технический учет энергоресурсов.

9.1.4 Эксплуатацию, испытания, техническое обслуживание и ремонт энергоустановок следует осуществлять в соответствии с требованиями изготовителей, НД государств, входящих в Содружество Независимых Государств, касающихся технической эксплуатации электроустановок и тепловых энергоустановок.

9.1.5 Оценку технического состояния энергооборудования следует выполнять сопоставлением фактических эксплуатационных параметров оборудования, с установленными в технической документации и базовыми (или паспортными) его характеристиками. При этом используются результаты технического диагностирования оборудования.

9.1.6 Энергооборудование МТ должно быть обеспечено запасными частями и материалами для своевременного и качественного выполнения технического обслуживания и ремонта.

9.1.7 Границы областей обслуживания и ответственности за эксплуатацию устройств, оборудования и сетей между энергослужбой и другими технологическими службами устанавливают в положении, утверждаемом руководителем ЭО.

9.1.8 Границы раздела областей обслуживания и эксплуатационной ответственности, разграничение балансовой принадлежности энергооборудования и сетей между организациями, осуществляющими поставку энергоресурсов, и предприятиями МТ определяются актом разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности.

9.1.9 К техническому обслуживанию и эксплуатации взрывозащищенного электрооборудования во взрывоопасных зонах допускается подготовленный электротехнический персонал, имеющий допуск к техническому обслуживанию и эксплуатации оборудования данной категории.

9.1.10 К эксплуатации во взрывоопасных зонах допускается электрооборудование, изготовленное в соответствии с требованиями стандартов государств, входящих в Содружество Независимых Государств, на взрывозащищенное электрооборудование.

9.1.11 Запрещается эксплуатация и использование во взрывоопасных зонах электрооборудования, электропроводок, инструмента и СИ, не соответствующих требованиям НД или с нарушениями элементов взрывозащиты.

9.1.12 Уровень взрывозащиты электрооборудования должен соответствовать требованиям НД, а вид взрывозащиты — категории и группе взрывоопасных смесей. Электрооборудование, не имеющее маркировки взрывозащиты, к установке и эксплуатации во взрывоопасных зонах не допускается.

9.1.13 На электрооборудование иностранного производства должен быть сертификат соответствия взрывозащиты, а также разрешение надзорных органов на его эксплуатацию.

9.1.14 На взрывозащищенное электрооборудование должен быть оформлен и вестись паспорт (формуляр).

9.1.15 Взрывозащищенное электрооборудование и электропроводки во взрывоопасных зонах должны подвергаться наружному осмотру не реже одного раза в 3 мес. Результаты осмотра следует вносить в техническую документацию (паспорт, формуляр, журнал осмотра взрывозащищенного оборудования).

9.1.16 Внеочередные осмотры взрывозащищенного электрооборудования следует проводить при его отключении устройствами защиты. Повторный ввод в работу разрешается только после выявления и устранения причины отключения.

9.1.17 По окончании ремонта или устранения причины отказа взрывозащищенного электрооборудования объем выполненных работ и измеренные параметры взрывозащиты заносят в техническую документацию.

9.2 Электроснабжение

9.2.1 К системе электроснабжения МТ относятся кабельные, воздушные линии электропередач, трансформаторные подстанции и стационарные электростанции.

9.2.2 Электроснабжение ЛЧ МТ осуществляется от воздушных линий. Подключение сторонних потребителей к линиям питания ЛЧ МТ осуществляется в соответствии с законодательством государств-членов СНГ.

9.2.3 Схема электроснабжения МТ должна соответствовать категории надежности электроприемников.

9.2.4 В качестве независимого источника электроснабжения для электроприемников объектов МТ категории надежности I может быть использована автономная электростанция или аккумуляторная батарея соответствующей мощности. При использовании в качестве третьего независимого источника питания автономной электростанции запуск такой электростанции должен осуществляться автоматически.

9.2.5 Проверку работоспособности автоматического запуска автономной электростанции и автоматической подачи напряжения потребителю следует проводить два раза в год. Степень готовности автономной электростанции к запуску проверяют соответствующие технические службы с периодичностью, установленной в действующих НД, и регистрируют в технической документации.

9.3 Теплоснабжение

9.3.1 Теплоснабжение объектов МТ осуществляется от собственных котельных (тепловых энергоустановок) или от сторонних теплоснабжающих организаций, при этом должна быть обеспечена необходимая категория надежности теплоснабжения потребителей.

9.3.2 К системам теплоснабжения объектов МТ относятся котельные установки, тепловые сети и системы теплопотребления.

9.3.3 Эксплуатацию тепловых энергоустановок МТ осуществляет подготовленный персонал ЭО. Допускается проводить эксплуатацию тепловых энергоустановок МТ специализированной организацией.

9.3.4 Ответственный за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок объектов МТ обеспечивает содержание тепловых энергоустановок в работоспособном и технически исправном состоянии, их эксплуатацию в соответствии с требованиями НД.

9.3.5 Границы областей обслуживания и ответственности за эксплуатацию тепловых энергоустановок между энергослужбой и другими технологическими службами МТ устанавливают в положении, утверждаемом руководителем ЭО.

9.3.6 В ЭО должны быть организованы постоянный и периодический контроли технического состояния тепловых энергоустановок МТ (осмотры, техническое освидетельствование).

9.3.7 Планирование, проведение, контроль выполнения мероприятий по устранению дефектов тепловых энергоустановок выполняют в соответствии с требованиями действующих НД.

9.3.8 Оборудование топливного хозяйства котельных МТ должно обеспечивать бесперебойную подачу топлива в котельную и хранение запаса основного и резервного топлива в соответствии с нормативами, установленными в НД.

9.3.9 При эксплуатации систем теплоснабжения объектов МТ должна быть обеспечена надежность теплоснабжения, подача теплоносителя (воды и пара) с расходом и параметрами в соответствии с температурным графиком.

9.3.10 Присоединение новых потребителей к тепловым сетям объектов МТ допускается только при наличии на источнике теплоты резерва мощности и резерва пропускной способности трубопроводов тепловой сети.

9.4 Молниезащита и защита от статического электричества

9.4.1 Здания и сооружения МТ, оборудование, аппараты, воздуховоды и внутриплощадочные коммуникации должны быть защищены от прямых ударов молнии, ее вторичных проявлений и статического электричества согласно требованиям действующих НД. Действие данных видов защиты не должно оказывать вредное влияние на систему противокоррозионной защиты МТ.

9.4.2 Приемка в эксплуатацию средств молниезащиты, защиты от статического электричества должна быть проведена до начала приемо-сдаточных испытаний зданий, сооружений и оборудования, для которых указанные средства предназначены.

9.4.3 Для защиты от статического электричества следует использовать заземляющие устройства электрооборудования и электроустановок. Требования к заземляющему устройству определяют в действующих НД. Части, подлежащие заземлению, должны быть присоединены к заземляющему устройству отдельным проводником. Переходное сопротивление соединений (сварных или болтовых) не должно превышать 0,05 Ом.

9.4.4 Сопротивление заземляющего устройства, предназначенного только для защиты от статического электричества, не должно превышать 100 Ом.

9.4.5 Защита РП от прямых ударов молнии должна выполняться отдельно стоящими молниеотводами со стержневыми или тросовыми молниеприемниками. После каждой грозы или сильного ветра все устройства молниезащиты должны быть осмотрены, и обнаруженные повреждения немедленно устранены.

9.4.6 Не допускается использование стержневых молниеприемников, установленных на крышах резервуаров.

9.4.7 Для исключения заноса высокого потенциала при однофазных коротких замыканиях на подстанциях 110 кВ и выше контур заземления питающей подстанции и контур заземления насосной станции должны быть соединены между собой.

9.4.8 Для защиты от статического электричества все металлическое оборудование, относящееся к одному сооружению (наружной установке): резервуары, трубопроводы, сливо-наливные устройства, расположенные внутри и вне помещений, предназначенные для транспортирования, приема и отпуска нефти (нефтепродуктов), должны представлять непрерывную электрическую цепь, которая должна быть присоединена к заземляющему устройству в соответствии с проектной документацией в начале, в конце и иметь дополнительное заземление через каждые 200 — 300 м.

9.4.9 Каждый отдельный аппарат, а также отдельно установленные емкости и аппараты, если они не присоединены к общей заземляющей системе, подлежат отдельному заземлению. Последовательное включение в заземляющую систему не допускается.

9.4.10 Заземление резервуаров должно быть выполнено в соответствии с проектной документацией и НД.

9.4.11 Наземные трубопроводы следует заземлять в начале трубопровода, в конце и точках всех ответвлений, а также на вводах во взрывоопасные зоны и выводах из них.

9.4.12 На сальниковых компенсаторах, шарнирных и фланцевых соединениях должны быть установлены шунтирующие перемычки из гибкого медного многожильного провода. Сечение заземляющих проводников должно быть определено в проектной документации.

9.4.13 Лица, проводящие осмотр и проверку состояния устройств молниезащиты, составляют акт их осмотра и проверки с указанием обнаруженных дефектов и разрабатывают мероприятия по их устранению.

9.4.14 Измерение электрических сопротивлений заземляющих устройств для защиты от статического электричества следует проводить с периодичностью и нормами, приведенными в НД.

9.4.15 Импульсное сопротивление каждого заземлителя от прямых ударов молнии должно быть не более 10 Ом.

9.4.16 Осмотр и ремонт средств молниезащиты и защиты от статического электричества проводят одновременно с осмотром и ремонтом электроустановок, а также после прямых ударов молний.

9.4.17 Ответственность за организацию безопасной эксплуатации устройств защиты от статического электричества и молниезащиты возлагается на главного энергетика ЭО.

9.4.18 Ответственность за исправное состояние устройств защиты от статического электричества и молниезащиты несет служба главного энергетика ЭО. Ответственные лица обязаны обеспечить эксплуатацию и ремонт устройств защиты в соответствии с действующими НД.

9.4.19 Отсоединять и присоединять защитные проводники во время сливо-наливных операций запрещается.

10 Энергетическая эффективность объектов магистральных трубопроводов

10.1 Использование энергетических ресурсов, применяемых при эксплуатации МТ, должно основываться на принципах:

- эффективного и рационального использования энергетических ресурсов;
- поддержки и стимулирования энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- системности и комплексности проведения мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности;
- использования энергетических ресурсов с учетом ресурсных, производственно-технологических, экологических и социальных условий.

10.2 Для определения энергетической эффективности объектов МТ следует проводить энергетические обследования. Виды обследований и сроки проведения определяются требованиями действующего законодательства государств, входящих в Содружество Независимых Государств, и НД ЭО.

10.3 По результатам энергетического обследования составляется энергетический паспорт объекта МТ, который должен содержать информацию:

- об оснащенности приборами учета используемых энергетических ресурсов;
- об объеме используемых энергетических ресурсов и динамике его изменений;
- о показателях энергетической эффективности;
- о величине потерь переданных энергетических ресурсов (для организаций, осуществляющих передачу энергетических ресурсов);
- о потенциале энергосбережения, в том числе об оценке возможной экономии энергетических ресурсов в натуральном выражении;
- о перечне типовых мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

10.4 На основании энергетического обследования разрабатывают программу энергосбережения и повышения энергоэффективности использования топливно-энергетических ресурсов.

10.5 Программа энергосбережения и повышения энергоэффективности должна включать в себя:

- целевые показатели энергосбережения и повышения энергетической эффективности, достижение которых должна обеспечивать ЭО в результате реализации программы (далее — целевые показатели);
- перечень обязательных мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности и сроки их проведения (далее — обязательные мероприятия);
- показатели энергетической эффективности объектов, создание или реконструкция которых планируют производственные или инвестиционные программы ЭО (далее — показатели энергетической эффективности объектов).

10.6 Целевые показатели и показатели энергетической эффективности объектов устанавливают в виде абсолютных, относительных, удельных, сравнительных показателей или их комбинаций.

10.7 При установлении значений целевых показателей предусматривают этапы их достижения в ходе реализации программы, в том числе обязательных мероприятий.

10.8 При описании целевых показателей указывают необходимость обязательного определения в программе значений целевых показателей, мероприятий, направленных на их достижение, ожидаемого экономического, технологического эффекта от реализации мероприятий и ожидаемых сроков окупаемости вложенных средств, а также устанавливают:

- методы определения ЭО значений целевых показателей (в рамках значений целевых показателей, установленных регулирующим органом) для каждого года краткосрочного, среднесрочного и долгосрочного периодов действия программы (при их выделении в программе) для обособленных подразделений и/или территорий, на которых ЭО осуществляет регулируемый вид деятельности (если определение значений не ограничено или не исключено технологическими условиями, в которых ЭО осуществляет регулируемый вид деятельности);
- методы корректировки ЭО рассчитанных значений целевых показателей, исходя из значений таких показателей, внесенных в утвержденные производственную и инвестиционную программы ЭО и фактически достигнутых в ходе исполнения программы;
- методы определения ЭО экономического и технологического эффекта от реализации мероприятий, направленных на достижение установленных (рассчитанных) значений целевых показателей, и сроков окупаемости вложенных средств.

10.9 Сроки проведения обязательных мероприятий формируются с учетом необходимости их соответствия этапам достижения целевых показателей, отражающих результаты деятельности ЭО в ходе выполнения программы повышения энергоэффективности.

10.10 Показатели энергетической эффективности объектов устанавливаются отдельно в отношении каждого осуществляемого ЭО регулируемого вида деятельности, в отношении всех или части объектов, создание или реконструкция которых планируется производственной или инвестиционной программой ЭО.

11 Защита от коррозии линейной части и объектов магистральных трубопроводов

11.1 Общие требования

11.1.1 Все подземные металлические сооружения МТ (ЛЧ МТ, технологические и вспомогательные трубопроводы, резервуары) в соответствии с проектной документацией должны быть защищены от всех видов коррозии в грунте.

11.1.2 Система ЭХЗ должна обеспечивать в течение всего срока эксплуатации непрерывную по времени катодную поляризацию сооружения на всем его протяжении (и на всей его поверхности) таким образом, чтобы значения поляризационных потенциалов сооружения были (по абсолютной величине) не меньше минимального и не больше максимального значений, установленных в ГОСТ 25812.

11.1.3 Защита МТ от коррозии должна обеспечивать их безаварийную работу в процессе химического и электрохимического взаимодействия с окружающей средой в течение всего периода эксплуатации.

11.1.4 При всех способах прокладки, кроме надземной, нефтепроводы (нефтепродуктопроводы) подлежат комплексной защите от коррозии защитными покрытиями и средствами ЭХЗ независимо от коррозионной агрессивности грунта.

11.1.5 В состав средств защиты металлических сооружений от коррозии входят:

- защитные покрытия (лакокрасочные материалы, нефтебитумные покрытия, полимерные пленки и материалы);
- устройства катодной поляризации подземных металлических сооружений (станции катодной защиты и установки протекторной защиты с сопутствующими элементами);
- установки для отвода блуждающих токов из трубопровода (станции дренажной защиты с дренажными линиями постоянного тока).

11.1.6 Все средства ЭХЗ и контроля их защитного действия, применяемые для защиты от коррозии МТ, должны иметь документацию, подтверждающую их предварительное испытание на предприятии-изготовителе.

11.1.7 Антикоррозионное покрытие на законченных строительством участках трубопроводов длиной более 200 м подлежит контролю методом катодной поляризации на соответствие утвержденной проектной документации. При несоответствии сопротивления изоляции значению, указанному в утвержденной проектной документации, необходимо установить места повреждения защитного покрытия, отремонтировать их в соответствии с утвержденной проектной документацией и затем провести повторный контроль.

11.2 Требования к эксплуатации средств электрохимической защиты и контролю защищенности магистральных трубопроводов от коррозии

11.2.1 Для обеспечения эффективной и надежной работы средств ЭХЗ в составе ЭО должно быть создано производственное подразделение, ответственное за ЭХЗ.

11.2.2 Структура, состав, оснащенность производственного подразделения, ответственные за ЭХЗ определены в положении, утвержденном руководителем ЭО.

11.2.3 Для обеспечения надежной и эффективной работы средств ЭХЗ следует выполнять:

- оперативный контроль значений защитных потенциалов на МТ и подземных сооружениях, напряжения и силы тока станций катодной защиты, сопротивления дренажной цепи и силы тока установки дренажной защиты с использованием системы телемеханизации и автоматизированной системы технического учета электроэнергии;
- проверки и измерения значений защитных потенциалов на контрольно-измерительных и контрольно-диагностических пунктах, рабочих параметров станций катодной защиты, станций дренажной защиты и протекторных установок;
- техническое обслуживание и ремонт оборудования ЭХЗ.

11.2.4 Результаты контроля, выполнения технического обслуживания и ремонта оборудования ЭХЗ следует вносить в техническую документацию.

11.2.5 Для контроля работы средств ЭХЗ на каждом МТ должны быть установлены контрольно-измерительные пункты ЭХЗ с возможностью измерения величины поляризационного потенциала.

11.2.6 Измерение защитных потенциалов на МТ на всех контрольно-измерительных пунктах ЭХЗ проводят два раза в год в период максимального увлажнения грунта. При этом внеочередные измерения проводят на участках, где производились ремонтно-восстановительные работы на МТ или средствах ЭХЗ и источниках их энергоснабжения, произошло подключение к действующим системам ЭХЗ новых объектов защиты или изменение:

- схем и режимов работы средств ЭХЗ;
- интенсивности блуждающих токов;
- схем прокладки подземных металлических сооружений (укладка новых, демонтаж старых).

11.2.7 Одновременно при измерениях защитного потенциала МТ следует проводить измерения:

- защитного потенциала кожуха;
- переходного сопротивления «кожух — земля» и сопротивления цепи «кожух — труба» на переходах МТ под автомобильными и железными дорогами;
- измерение сопротивления пластин датчиков скорости коррозии;
- измерение силы тока протекторных групп.

11.2.8 Перерыв в действии каждой установки системы ЭХЗ допускается при проведении регламентных и ремонтных работ не более одного раза в квартал (до 80 ч). При проведении опытных или исследовательских работ допускается отключение ЭХЗ на суммарный срок не более 10 сут в год.

11.2.9 С целью определения состояния противокоррозионной защиты МТ следует проводить обследования коррозионного состояния участков МТ и ранжирование их по степени коррозионной опасности.

11.2.10 Все обнаруженные при обследовании повреждения защитного покрытия должны быть точно привязаны к трассе МТ, учтены в технической документации, включены в графики ремонтных работ и устранены в запланированные сроки.

11.2.11 Документация по контролю состояния ЭХЗ и защитного покрытия, а также по измерениям величины защитного потенциала подлежит хранению в течение всего периода эксплуатации МТ.

11.2.12 После ремонта электрооборудования должны быть выполнены испытания и измерения в соответствии с НД государств, входящих в Содружество Независимых Государств, касающихся технической эксплуатации электроустановок, заводской и ремонтной документацией.

11.2.13 Подразделение, ответственное за ЭХЗ ЭО и выполняющее плановые мероприятия технической эксплуатации средств ЭХЗ, должно иметь резервный фонд основных устройств и материалов.

11.2.14 Проектную и исполнительную документацию, оформленную при приемке в эксплуатацию средств ЭХЗ, следует хранить подразделением, ответственным за ЭХЗ в течение всего срока службы МТ.

11.2.15 Подразделение, ответственное за ЭХЗ, должно вести техническую документацию и учет работы средств ЭХЗ, защищенности МТ по времени и протяженности, проводить анализ отказов в соответствии с требованиями соответствующего НД по контролю и учету работы системы противокоррозионной защиты МТ.

11.2.16 Паспорта электроустановок ЭХЗ при приемке в эксплуатацию должны содержать технические характеристики установленного оборудования. В паспорта (формуляры) заносят сведения о выполненных ремонтах и изменениях, внесенных в конструкцию при ремонтах. Записи в паспортах (формулярах) должны подтверждаться подписями исполнителей с указанием даты выполнения работ.

11.2.17 В протоколах измерений, испытаний и ведомостях измерения защитного потенциала должны быть указаны типы применяемых СИ и сведения об их поверке.

11.2.18 Для каждой системы противокоррозионной защиты МТ должно быть организовано ведение документации по контролю и учету работы системы противокоррозионной защиты МТ.

12 Технические средства и устройства, обеспечивающие определение количества и показателей качества нефти (нефтепродуктов)

12.1 К техническим средствам и устройствам, обеспечивающим определение количества и показателей качества нефти (нефтепродуктов), относятся:

- автоматизированные СИКН;
- стационарные уровнемеры для дистанционного контроля уровня нефти и нефтепродуктов в мерах вместимости и мерах полной вместимости;
- меры вместимости и меры полной вместимости;

- СИ и вспомогательное оборудование для определения массы нефти (нефтепродуктов), уровня и отбора проб нефти (нефтепродуктов) в мерах вместимости и мерах полной вместимости (железнодорожные и автомобильные весы, комплексы слива/налива нефти (нефтепродуктов), преобразователи плотности, давления и температуры, измерительные рулетки с лотом, электронные рулетки и плотномеры, метрштоки, ареометры, термометры, ручные пробоотборники и др.);
- анализаторы качества нефти (нефтепродуктов) (поточные и лабораторные).

12.2 Метрологические характеристики СИ и устройств, обеспечивающих определение количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов, должны обеспечивать измерение и определение количества нефти и нефтепродуктов с погрешностью в соответствии с ГОСТ 26976.

12.3 Средствами получения измерительной информации о количестве и показателях качества нефти (товарной нефти) и нефтепродуктов при осуществлении учетных операций с нефтью должны быть автоматизированные СИ.

12.4 Измерения количества и показателей качества нефти (нефтепродуктов) в мерах вместимости и полной вместимости допускается выполнять без применения автоматизированных или автоматических СИ.

12.5 СИ, применяемые в качестве резервной схемы учета, должны реализовывать метод динамических измерений массы нефти (нефтепродуктов) или метод статических измерений массы.

12.6 Вновь вводимые СИКН, основанные на косвенных динамических измерениях массы и на прямом методе динамических измерений, подвергаются испытаниям в целях утверждения типа СИ в соответствии с требованиями соответствующих НД государств, входящих в Содружество Независимых Государств, и должны иметь свидетельства установленного образца в соответствии с требованиями соответствующих НД государств, входящих в Содружество Независимых Государств. Составные части таких систем могут быть в добровольном порядке представлены для испытаний в целях утверждения типа.

12.7 Технологическая обвязка и запорная арматура трубопроводов, резервуаров и СИКН, протечки в узлах затворов которых могут оказать влияние на достоверность учетных операций, должны быть обеспечены устройством контроля герметичности.

13 Метрологическое обеспечение производственной деятельности

13.1 Общие требования к измерениям, единицам величин, эталонам единиц величин, стандартным образцам, СИ, методикам (методам) измерений, применяемым в трубопроводном транспорте нефти (нефтепродуктов), должны соответствовать действующим законам государств, входящих в Содружество Независимых Государств.

13.2 Измерения, относящиеся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, следует выполнять по аттестованным в соответствии с требованиями ГОСТ 8.010 методикам (методам) измерений. Результаты аттестации методик (методов) измерений должны удостоверяться свидетельствами об аттестации. Методики (методы) измерений, предназначенные для выполнения прямых измерений и внесенные в эксплуатационную документацию на СИ, аттестации не подлежат.

13.3 Стандартные образцы и СИ, применяемые при эксплуатации, техническом обслуживании и выполнении работ по диагностированию на объектах МТ, должны пройти испытания в целях утверждения типа в соответствии с требованиями соответствующих НД государств, входящих в Содружество Независимых Государств, и иметь свидетельства установленного образца в соответствии с требованиями соответствующих НД государств, входящих в Содружество Независимых Государств.

13.4 При выполнении работ по эксплуатации и техническому обслуживанию МТ следует применять СИ, прошедшие поверку или калибровку в установленном порядке.

13.5 Метрологическое обеспечение измерительных систем должно соответствовать требованиям соответствующих НД государств, входящих в Содружество Независимых Государств.

13.6 Испытательное оборудование должно быть аттестовано в соответствии с требованиями соответствующих НД государств, входящих в Содружество Независимых Государств, и результаты аттестации должны удостоверяться аттестатом установленного образца.

14 Автоматизированная система управления технологическим процессом транспорта нефти (нефтепродуктов) по магистральным трубопроводам

14.1 Общие положения

14.1.1 К техническим средствам автоматизированного управления МТ относятся системы автоматизации и телемеханизации технологического оборудования ПС и ЛЧ МТ.

14.1.2 Технические средства автоматизированного управления МТ должны соответствовать требованиям проектной документации и действующих на момент ввода в эксплуатацию НД.

14.1.3 Вводимые в эксплуатацию средства автоматизации и телемеханизации должны иметь действующую разрешительную документацию, полученную в установленном порядке.

14.1.4 Система автоматизации объекта МТ должна содержаться в состоянии, обеспечивающем автоматическую защиту и блокировку, контроль и управление технологическим оборудованием, вспомогательными системами, пожаротушением.

14.1.5 Срабатывание предупредительных сигналов и аварийных защит должно сопровождаться звуковой и световой сигнализацией в операторной и местном диспетчерском пункте.

14.1.6 Уставки предупредительной сигнализации, защит и блокировок следует регистрировать в соответствующих картах. Корректировку уставок проводят при изменении НД ЭО, замене или модернизации технологического оборудования.

14.1.7 При нарушениях в работе системы телемеханизации оперативный персонал местного диспетчерского пункта должен:

- передавать диспетчеру районного (территориального) диспетчерского пункта информацию обо всех изменениях в технологическом процессе транспортировки нефти (нефтепродуктов) средствами оперативно-производственной связи в порядке, определенном НД ЭО;
- по согласованию с управляющим диспетчером районного (территориального) диспетчерского пункта, перевести объект МТ в местное управление;
- поставить в известность службу, осуществляющую ремонт.

14.2 Эксплуатация технических средств автоматизированного управления магистральными трубопроводами

14.2.1 Для обеспечения работоспособности средств автоматизации и телемеханизации на всех уровнях управления ЭО создаются подразделения, организационная структура и состав которых должны определяться в НД ЭО.

14.2.2 Для обеспечения работоспособности средств автоматизации и телемеханизации в ЭО работники подразделений должны обеспечивать:

- планирование и проведение работ по техническому обслуживанию и ремонту средств автоматизации, телемеханизации и контрольно-измерительных приборов;
- ведение технической документации;
- расследование причин отказов, систем автоматизации и телемеханизации;
- поддержание на необходимом уровне аварийного запаса, неснижаемого технологического резерва и обменного фонда средств автоматизации, телемеханизации и контрольно-измерительных приборов.

14.2.3 При эксплуатации средств автоматизации и СИ во взрывозащищенном исполнении следует выполнять требования, предусмотренные действующим законодательством государств, входящих в Содружество Независимых Государств, и инструкциями изготовителей по их эксплуатации.

14.3 Техническое обслуживание технических средств автоматизированного управления магистральными трубопроводами

14.3.1 Работоспособное состояние оборудования систем автоматизации и телемеханизации объектов МТ обеспечивается проведением технического обслуживания оборудования.

14.3.2 Для восстановления работоспособности оборудования систем автоматизации и телемеханизации после аварий на объектах МТ и для выполнения внеплановых ремонтов, не предусмотренных в графике технического обслуживания и ремонта, следует создавать аварийный запас и неснижаемый технологический резерв оборудования систем автоматизации и телемеханизации. Для оперативного пополнения неснижаемого технологического резерва следует создавать обменный фонд оборудования систем автоматизации и телемеханизации.

14.3.3 Для проведения технического обслуживания оборудования систем автоматизации и телемеханизации должно быть организовано своевременное обеспечение эксплуатирующих подразделений комплектом запасных частей, инструментов, принадлежностей и материалов.

14.3.4 Техническое обслуживание средств автоматизации, телемеханизации включает периодический контроль исправности средств и устранение выявленных неисправностей, регулярные технические осмотры и проверки работоспособности технических средств. Техническое обслуживание и документальное оформление выполненных работ следует выполнять в соответствии с графиком, эксплуатационной и проектной документацией.

14.3.5 Во взрывоопасных зонах запрещается эксплуатация аппаратуры, не имеющей маркировки по взрывозащите.

14.3.6 Ведение технической документации по эксплуатации средств автоматизации и телемеханизации следует проводить по единым образцам, предусмотренным в НД ЭО.

15 Оперативно-производственная и технологическая связь

15.1 Оперативно-производственная и технологическая сети связи МТ состоят из линейных и станционных сооружений.

15.2 К линейным сооружениям относятся магистральные, зоновые и местные волоконно-оптические, кабельные, радиорелейные линии связи, необслуживаемые усилительные пункты.

15.3 К станционным сооружениям относятся узлы связи, радиорелейные станции с антенно-мачтовыми сооружениями и антенно-фидерными устройствами, наземные станции спутниковой связи.

15.4 Техническую эксплуатацию оперативно-производственных и технологических сетей связи МТ должны осуществлять специализированные предприятия или собственные подразделения.

15.5 Оперативно-производственный и технологический виды связи — в соответствии с приложением Б.

15.6 Объем и качество оперативно-производственной и технологической связи, предоставляемой по договорам операторами связи, определяет ЭО.

15.7 Технологические виды связи должны действовать круглосуточно.

15.8 Все работы по обслуживанию и ремонту средств связи, сопровождающиеся их временным отключением, следует согласовывать с потребителями услуг связи.

15.9 Персонал, находящийся на трассе МТ, обеспечивается двухсторонней подвижной связью.

15.10 Организацию связи на период ликвидации аварий, инцидентов и их последствий на объектах МТ осуществляют в соответствии с инструкциями по организации связи на период ликвидации аварий, инцидентов и их последствий на объектах МТ.

15.11 Организацию связи при проведении ремонтных и строительных работ на объектах МТ следует осуществлять в соответствии с положениями о совместных действиях по организации связи при производстве работ на объектах ЭО. Подразделения организации, обеспечивающей связь на объектах МТ, должны принимать участие в подготовке ПЛВА на МТ и организации связи при их ликвидации.

16 Организация и обеспечение перекачки нефти (нефтепродуктов) по магистральным трубопроводам

16.1 Требования к технологическим режимам работы магистральных трубопроводов

16.1.1 С целью оптимальной загруженности МТ транспортировку нефти (нефтепродуктов) выполняют согласно плану-графику. Параметры работы МТ должны быть приведены в картах технологических режимов работы ТУ, а порядок пуска, перевода с режима на режим, остановки МТ — в соответствующих инструкциях, разрабатываемых ЭО.

16.1.2 Технологический режим работы ТУ МТ должен обеспечивать транспортировку нефти (нефтепродукта) с требуемой производительностью, с наименьшими эксплуатационными затратами, с соблюдением разрешенных рабочих давлений по участкам МТ.

16.1.3 Технологический режим работы ТУ МТ характеризуется значениями следующих основных параметров:

- производительность перекачки;
- объем подкачки (отбора);

- количество, тип и номер работающих подпорных и магистральных насосных агрегатов на каждой ПС;
- рабочее давление на приеме и на выходе каждой ПС, а при применении регулятора давления дополнительно задается значение рабочего давления в коллекторе магистральных насосных агрегатов ПС;
- энергопотребление ПС;
- вязкость и плотность закачиваемой в МТ нефти (нефтепродукта);
- объем ввода противотурбулентной присадки (при ее использовании);
- объем ввода депрессорной присадки (при ее использовании).

16.1.4 Разрешенное давление по участкам МТ устанавливается с учетом раскладки труб и их фактического состояния. Рабочее давление на участке МТ на всех режимах работы МТ должно быть не выше максимально разрешенного давления.

16.1.5 Мощность, потребляемая насосным агрегатом, не должна превышать установленную мощность электродвигателя данного насосного агрегата.

16.1.6 Режимы работы МТ следует рассчитывать в интервале от минимальной производительности МТ до максимальной. При отсутствии на ПС магистральных насосных агрегатов с частотно-регулируемыми приводами режимы работы МТ следует рассчитывать с шагом, равным включению минимального числа насосных агрегатов для перехода с одного установившегося режима на следующий.

16.1.7 Режимы работы МТ могут различаться:
- комбинациями включения-отключения лупингов, перемычек, параллельных лупингам участков основной нитки МТ;
- комбинациями включения насосных агрегатов (параллельное или последовательное), в том числе с разными рабочими колесами;
- значениями параметров плотности и вязкости перекачиваемой нефти (нефтепродуктов);
- производительностями подкачки либо отбора нефти (нефтепродукта) по трассе МТ либо на ПС.

16.1.8 Оптимальные режимы работы МТ с производительностью ниже проектной должны обеспечиваться:
- использованием сменных роторов магистральных насосов;
- уменьшением числа работающих ПС;
- заменой действующих насосов на типоразмеры меньшей производительности;
- установкой приводов, регулирующих частоту вращения роторов магистральных насосов.

16.1.9 Рассчитываемые технологические режимы работы ТУ МТ должны соответствовать критерию минимальных удельных (на единицу грузооборота) затрат на электроэнергию.

16.2 Ведение технологических процессов

16.2.1 Технологический процесс транспортировки нефти (нефтепродуктов) может осуществляться по следующим схемам:
- «через резервуары» — нефть (нефтепродукты) принимаются в одну группу резервуаров, откачка нефти (нефтепродуктов) ведется из другой группы резервуаров — применяется для перехвата воздушных «пробок» после производства плановых и аварийно-восстановительных работ, накопления нефти (нефтепродуктов), ведения учетных операций нефти (нефтепродуктов);
- «из насоса в насос» — необходимое давление для безкавитационной работы на входе насосов промежуточных ПС обеспечивается за счет остаточного давления, развиваемого предыдущей ПС;
- «с подключенными резервуарами» — прием и откачка нефти (нефтепродуктов) производится через один и тот же резервуар или группу резервуаров — применяется для компенсации неравномерности производительности на смежных участках МТ.

16.2.2 При изменении направления транспортировки нефти (нефтепродуктов) без остановки транспортировки закрытие запорной арматуры в текущем направлении транспортировки следует проводить только после открытия запорной арматуры в новом направлении транспортировки.

16.2.3 При пусках, остановках и переключениях насосных агрегатов значения давлений на выходе из ПС не должны превышать значений, разрешенных технологическими картами уставок защит и сигнализации.

16.2.4 В целях уменьшения накопления усталостных напряжений в металле труб и оборудования, повышения их долговечности необходимо обеспечить наиболее длительную работу МТ в заданном технологическом режиме.

16.2.5 При нештатном (незапланированном) изменении технологических параметров работы МТ (производительности, давления), отказах или повреждениях технологического оборудования должны быть приняты меры в соответствии с действующими НД ЭО.

16.2.6 Учет количества нефти (нефтепродуктов) осуществляется в тоннах.

16.2.7 На нефть (нефтепродукты), принимаемые к транспортировке, следует оформлять документы, подтверждающие их количество и качество.

16.2.8 Все переключения на ЛЧ МТ, технологических трубопроводах, в РП, пуски и остановки основного оборудования, изменения режимов работы ПС должны регистрировать автоматизированные системы управления МТ. Оперативный персонал ПС, наливных станций, специализированных морских портов, ПСП и персонал диспетчерских подразделений регистрирует выполняемые технологические операции в оперативном (вахтовом) журнале.

16.2.9 МТ, резервуары, основное перекачивающее оборудование следует выводить из работы или резерва только по согласованию с диспетчерской службой ЭО.

16.2.10 Запрещается использовать запорную арматуру, установленную на ЛЧ МТ и технологических трубопроводах ПС (терминалов), ПСП, железнодорожных и автомобильных эстакад, РП, морских терминалов, в качестве регулирующей, кроме проведения заполнения участков трубопроводов после производства ремонтных работ, связанных с разгерметизацией трубопровода.

16.3 Организация перекачки нефти (нефтепродуктов) в особых условиях

16.3.1 Последовательная перекачка, способы контроля и сопровождения различных сортов нефти (нефтепродуктов)

16.3.1.1 Перекачку нескольких сортов нефти (нефтепродуктов) по одному МТ следует осуществлять последовательно с соблюдением требований по сохранению их качества.

16.3.1.2 При организации последовательной перекачки нефти (нефтепродуктов) должен быть выполнен комплекс организационно-технических мероприятий, обеспечивающих ее проведение в соответствии со специально разработанной документацией.

16.3.1.3 Основные параметры последовательной перекачки [последовательность подачи различных нефтей (нефтепродуктов) в МТ, метод контактирования, величина партий нефтей (нефтепродуктов), условия разделения партий нефтей (нефтепродуктов) на конечном пункте, методы реализации смеси нефтей (нефтепродуктов)] следует определять технологическим расчетом и указывать в соответствующей документации.

16.3.1.4 При плановых и вынужденных остановках последовательной перекачки нефтей (нефтепродуктов) граница контакта разных партий нефтей (нефтепродуктов), по возможности, должна располагаться на участках МТ с негоризонтальным профилем так, чтобы перекачиваемый продукт с меньшей плотностью располагался бы по профилю выше перекачиваемого продукта с более высокой плотностью.

16.3.1.5 При организации последовательной перекачки должны быть предусмотрены:

- контроль прохождения границы контакта различных партий нефтей (нефтепродуктов);
- контроль количества и качества нефти (нефтепродуктов) на конечном пункте трассы, а также, при необходимости, на промежуточных точках.

16.3.1.6 При сдаче разного сорта нефти (нефтепродуктов) в «зоне контакта» должно отвечать установленным требованиям по качеству.

16.3.1.7 При организации последовательной перекачки разносортных нефтей (нефтепродуктов) в целях уменьшения смесеобразования следует:

- выбирать скорость перекачки максимально возможной;
- отключить лупинги, резервные нитки;
- исключить наличие самотечных участков;
- проводить перекачку нефти (нефтепродуктов) на режиме «из насоса в насос».

16.3.2 Особенности и технологические режимы перекачки нефтей с аномальными свойствами (высоковязких, высокозастывающих, высокосернистых, с наличием сероводорода) и темных нефтепродуктов

16.3.2.1 Перекачку нефтей с аномальными свойствами и темных нефтепродуктов по МТ следует осуществлять одним из следующих способов:

- с подогревом;
- с обработкой соответствующими депрессорными присадками;
- с применением других методов, позволяющих избежать застывания перекачиваемого продукта.

16.3.2.2 Допустимую минимальную температуру перекачиваемого продукта следует определять теплогидравлическим расчетом и указывать в проектной документации.

16.3.2.3 Давление в МТ при заполнении его транспортируемой нефтью с аномальными свойствами и темными нефтепродуктами следует устанавливать в соответствии с теплогидравлическим расчетом процесса пуска. Принятое расчетное давление не должно быть ниже упругости паров транспортируемой нефти с аномальными свойствами и темных нефтепродуктов при максимальной температуре перекачиваемой среды на данном участке МТ.

16.3.2.4 Температура нефти с аномальными свойствами и темных нефтепродуктов, поступающих в МТ, в период пуска должна соответствовать тепловому расчету и быть не ниже номинальной температуры для условий стационарного режима перекачки. Температуру нефти с аномальными свойствами и темных нефтепродуктов, поступающих в МТ в период пуска, следует устанавливать, исходя из требований, предъявляемых к сохранности изоляционных и теплоизоляционных покрытий, и обеспечения допустимых температурных напряжений в металле трубы.

16.3.2.5 Количество вводимой присадки следует определять на основании реологических исследований, выполненных в лабораторных условиях, а также по результатам опробования в промышленных условиях и указывать в карте режимов МТ.

Применяемые присадки должны быть разрешены к применению в установленном порядке.

16.3.2.6 Нормы температуры подогрева и допустимого значения температуры остывания нефтей с аномальными свойствами и темных нефтепродуктов при остановках перекачки следует указывать в инструкции по организации перекачки нефти (нефтепродукта) с аномальными свойствами.

16.3.2.7 При застывании нефти с аномальными свойствами и темных нефтепродуктов в МТ они должны вытесняться маловязкими нефтью (темными нефтепродуктами) в стационарные или передвижные емкости, находящиеся у линейной запорной арматуры, на ПС или станциях подогрева.

16.3.2.8 Конструктивные особенности сооружений, параметры оборудования и устройств МН для перекачки высокосернистых, сернистых и с наличием сероводорода нефтей устанавливают в проектной документации в соответствии с действующими НД. Эксплуатацию МН, перекачивающих указанные нефти, следует проводить по специально разработанным НД, предусматривающим обеспечение безопасной и надежной эксплуатации МН.

16.3.3 Особенности организации перекачки нефти (нефтепродуктов) по магистральным трубопроводам со сложным рельефом трассы

16.3.3.1 Для МТ со сложным рельефом трассы допускается транспортировка с неполным заполнением поперечного сечения МТ нефтью (нефтепродуктами) после перевальной точки. При этом разрабатывают технологический регламент эксплуатации МТ с самотечными участками.

16.3.3.2 При наличии проектных решений, предусматривающих исключение работы с самотечными участками, в картах технологических режимов должны быть указаны параметры работы станции защиты МТ для каждого режима перекачки.

16.4 Диспетчерское управление магистральными трубопроводами

16.4.1 Диспетчеризация транспорта нефти (нефтепродуктов) — процесс централизованного оперативного управления организационными и технологическими процессами приема нефти (нефтепродуктов) от производителей, перекачки нефти (нефтепродуктов) по МТ, слива, налива, перевалки и сдачи нефти (нефтепродуктов) в пунктах назначения, формирование оптимальных грузопотоков по количеству и качеству нефти (нефтепродуктов), исходя из принципов экономической эффективности.

16.4.2 Целью диспетчеризации является оперативное управление транспортом нефти (нефтепродуктов) по МТ.

16.4.3 Оперативное диспетчерское управление должно осуществлять:

- на уровне управляющей организации — центр управления транспортом нефти (нефтепродуктов);
- на уровне ЭО (группы эксплуатирующих организаций) — структурное диспетчерское подразделение территориального диспетчерского центра;
- на уровне филиала ЭО — структурное диспетчерское (районное) подразделение.

16.4.4 Центр управления транспортом нефти (нефтепродуктов) управляющей организации должен осуществлять:

- оперативное планирование и управление транспортом нефти (нефтепродуктов) по МТ на основании коммерческих договоров, графиков, маршрутных поручений по приему, транспорту, накоплению и поставке нефти (нефтепродуктов);

- оперативный учет приема, перекачки, перевалки и поставки нефти (нефтепродуктов);
- оперативный контроль количества нефти (нефтепродуктов) и свободной емкости в РП производителей (поставщиков), ЭО и грузополучателей;
- принятие необходимых мер по изменению грузопотоков при возникновении нештатных (форс-мажорных) ситуаций на трубопроводах или при коммерческой (экономической) необходимости.

16.4.5 Структурное диспетчерское подразделение ЭО (группы эксплуатирующих организаций) на основании плановых заданий диспетчерского центра управляющей организации должно осуществлять:

- оперативное планирование и управление приемом, перекачкой, перевалкой и поставкой нефти (нефтепродуктов) по каждому участку трубопровода, ПСП, на наливных станциях, в РП в пределах ЭО;
- обеспечение оптимального технологического процесса транспорта нефти (нефтепродуктов);
- контроль основных технологических параметров работы объектов МТ;
- оперативный учет наличия нефти (нефтепродуктов), движения нефти (нефтепродуктов) по отдельным трубопроводам или группе трубопроводов, наличия свободной емкости РП;
- согласование сроков и порядка проведения плановых работ, пуска ВУ, в том числе и на смежных участках трубопроводов;
- контроль хода плановых работ, проводимых по планам-графикам, обеспечения необходимых запасов нефти (нефтепродуктов), свободной вместимости РП;
- контроль хода выполнения аварийно-восстановительных работ;
- контроль количества нефти (нефтепродуктов) и свободной вместимости в РП производителей, ЭО и грузополучателей;
- принятие необходимых мер по изменению грузопотоков при возникновении нештатных (форс-мажорных) ситуаций на трубопроводах или при коммерческой (экономической) необходимости;
- контроль и анализ баланса транспорта нефти (нефтепродуктов) по МТ ЭО в целом и по отдельным ее участкам;
- контроль показателей качества транспортируемых нефтей (нефтепродуктов).

16.4.6 Структурное диспетчерское подразделение филиала ЭО должно осуществлять:

- учет движения нефти (нефтепродуктов) по трубопроводам, РП, ПСП;
- контроль качества принимаемых, транспортируемых и сдаваемых нефтей (нефтепродуктов);
- контроль, регистрацию, анализ баланса транспорта нефти (нефтепродуктов);
- оперативный контроль за ходом аварийно-восстановительных работ;
- оперативный контроль за ходом ремонтных работ, производимых в соответствии с планом остановок МН;
- контроль за состоянием оборудования технологических объектов;
- контроль за соблюдением резерва оборудования;
- взаимодействие с бригадами сопровождения ВУ;
- взаимодействие с персоналом технологических объектов при технологических операциях по размещению нефти в РП, компаундированию и формированию качества нефти в потоках.

16.4.7 Структурное диспетчерское подразделение ЭО (группы, филиала), наделенное функцией непосредственного управления, должно осуществлять:

- непосредственное управление технологическим процессом транспорта нефти (нефтепродуктов);
- контроль технологических параметров процесса транспорта нефти (нефтепродуктов);
- контроль порядка и режимов пропуска ВУ.

16.4.8 Непосредственное управление объектами МТ проводит диспетчерское подразделение, наделенное функцией непосредственного управления с использованием автоматизированных систем управления. Непосредственное управление объектами энергоснабжения, связи выполняет оперативный персонал по соответствующему направлению деятельности.

16.4.9 При наличии в составе ПС РП, работающего с нефтью (нефтепродуктами) различного качества в режиме приема и поставки по нескольким трубопроводам, непосредственное управление группой технологических объектов ПС проводит диспетчер из местного диспетчерского пункта.

16.4.10 Диспетчерский персонал местного диспетчерского пункта должен осуществлять:

- первичный учет количества принимаемых, перекачиваемых, сдаваемых, находящихся в накоплении нефти (нефтепродуктов) и контроль показателей их качества;
- постоянный контроль технологических параметров работы оборудования и систем на вверенных объектах;
- непосредственное управление технологическим оборудованием и системами.

17 Промышленная, пожарная безопасность и охрана труда на объектах магистральных трубопроводов

17.1 Общие требования к промышленной безопасности

17.1.1 Объекты МТ и установленное на них оборудование должны соответствовать проектной документации. Изменения проектных решений следует осуществлять по согласованию с проектными организациями с последующим внесением принятых решений в техническую документацию. Технические устройства, оборудование, материалы, применяемые при эксплуатации должны иметь разрешительную документацию в соответствии с законодательством государств, входящих в Содружество Независимых Государств.

17.1.2 Эксплуатацию объектов МТ следует осуществлять с выполнением требований промышленной безопасности, включая:

- идентификацию опасных производственных объектов;
- лицензирование деятельности по эксплуатации;
- организацию эксплуатации МТ с соблюдением требований настоящего стандарта и НД;
- поддержание в готовности систем управления и оповещения, сил и средств по ликвидации аварий и их последствий на МТ;
- обязательное страхование рисков ответственности за причинение вреда при эксплуатации опасных производственных объектов;
- разработку деклараций промышленной безопасности объектов МТ в соответствии с действующим законодательством государств, входящих в Содружество Независимых Государств;
- организацию и ведение производственного контроля за соблюдением требований безопасности;
- обеспечение спецодеждой и сертифицированными средствами индивидуальной защиты эксплуатационного персонала МТ;
- допуск к работе на объектах МТ работников, удовлетворяющих соответствующим квалификационным требованиям;
- проведение обследований и диагностирования объектов МТ, оборудования, зданий и сооружений;
- осуществление мероприятий по локализации последствий аварий и ЧС на объектах МТ, в том числе разработку ПЛВА и планов ликвидации разливов нефти (нефтепродуктов);
- ведение учета и анализа аварий, инцидентов и несчастных случаев на объектах МТ и представление данных по ним в органы государственного надзора;
- проведения экспертными организациями экспертизы промышленной безопасности по согласованным с ЭО программам с привлечением аккредитованных специализированных лабораторий;
- создание системы управления промышленной безопасностью в соответствии с действующим законодательством государств, входящим в Содружество Независимых Государств.

17.1.3 Организацию и осуществление производственного контроля проводят в соответствии с требованиями действующего законодательства государств, входящих в Содружество Независимых Государств.

17.1.4 Технические устройства, применяемые при техническом обслуживании и ремонте должны быть обеспечены разрешительной документацией в соответствии с законодательством государств, входящих в Содружество Независимых Государств.

17.1.5 Запрещается эксплуатация любых технических устройств с превышением предельных значений характеристик (параметров), указанных в эксплуатационных документах на них, при наличии неисправности или с истекшим сроком эксплуатации и/или назначенного ресурса, установленного в паспорте оборудования или по результатам технического освидетельствования.

17.1.6 Запрещается ввод в эксплуатацию и работа оборудования с неисправными или отключенными системами автоматики, системами защиты и контроля эксплуатационных параметров.

17.1.7 Запрещается несанкционированное изменение в схемах, аппаратуре и алгоритмах управления технологическими процессами.

17.2 Общие требования пожарной безопасности

Пожарную безопасность МТ в процессе эксплуатации, технического обслуживания и ремонта следует обеспечивать в соответствии с требованиями, установленными в ТНПА государств, входящих в Содружество Независимых Государств, по пожарной безопасности.

17.3 Общие требования по охране труда

17.3.1 Основной задачей подразделений по организации работ в области охраны труда является реализация государственных требований в области охраны труда в соответствии с действующим законодательством государств, входящих в Содружество Независимых Государств.

17.3.2 Безопасные и здоровые условия труда должны обеспечиваться планомерным и систематическим проведением комплекса организационных, социальных, технических и финансово-экономических мероприятий.

17.3.3 Работодатель обязан обеспечить приобретение и выдачу прошедших в установленном порядке сертификацию или декларирование соответствия средств индивидуальной защиты работникам, занятым на работах с вредными и/или опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением в соответствии с законодательствами государств, входящих в Содружество Независимых Государств.

17.3.4 Организация работ по обеспечению безопасных и здоровых условий труда должна предусматривать планомерное и систематическое проведение предупредительно-профилактических работ, работ по обеспечению безопасности труда при эксплуатации оборудования, зданий и сооружений.

17.3.5 На объектах МТ должны быть разработаны инструкции по охране труда по профессиям и видам работ с учетом конкретных условий, специфики производства и инструкции по эксплуатации оборудования.

17.3.6 Руководитель объекта несет ответственность за разработку инструкций по охране труда и обеспечение ими работающих, за организацию обучения и проверку знаний требований охраны труда у работников.

17.3.7 Должностные инструкции ответственных лиц, производственные инструкции работников рабочих профессий, инструкции по охране труда работающих по профессиям и видам работ разрабатываются в соответствии с производственными функциями и обязательно включают в себя обязанности работников по охране труда.

17.3.8 Обязанности по охране труда, изложенные в должностных инструкциях и в инструкциях по охране труда, должны быть сформулированы четко и полностью.

17.3.9 При временном возложении на работника каких-либо обязанностей работник должен быть ознакомлен под роспись с документом, устанавливающим эти обязанности.

17.3.10 Обучение работников ЭО МТ безопасности труда осуществляется независимо от характера, сложности и степени опасности производства, а также от стажа работы, образования и квалификации работников:

- при обязательном проведении всех видов инструктажей (вводного, первичного на рабочем месте, повторного, внепланового, целевого);
- при практическом обучении и стажировке непосредственно на рабочем месте перед допуском к самостоятельной работе, связанной с обслуживанием, испытанием, наладкой и ремонтом оборудования, с использованием в работе опасных и вредных веществ;
- при подготовке и повышении квалификации в образовательных учреждениях профессионального образования, учебных центрах, институтах переподготовки кадров, в том числе при обучении на курсах безопасности труда целевого назначения.

17.3.11 Задача обеспечения нормальных санитарно-бытовых условий труда и лечебно-профилактического обслуживания работников заключается в доведении количества санитарно-бытовых помещений, помещений здравоохранения до соответствия действующим нормам, а также содержание их в надлежащем техническом, санитарном и эстетическом состоянии.

17.3.12 Предварительные (при поступлении на работу) и периодические (в течение трудовой деятельности) медицинские осмотры (обследования), обязательные психиатрические освидетельствования работников проводятся в соответствии с действующими законодательствами государств, входящих в Содружество Независимых Государств, и установленными в ЭО нормами и правилами.

17.3.13 Лица, не прошедшие предварительного и периодического медицинского осмотра (обследования) или имеющие медицинские противопоказания, к работе не допускаются.

17.3.14 В соответствии со спецификой и структурой ЭО следует осуществлять производственный контроль за состоянием условий и охраны труда.

18 Экологическая безопасность эксплуатации магистральных трубопроводов

18.1 Все работы по эксплуатации МТ следует выполнять в соответствии с природоохранными требованиями ТНПА государств, входящих в Содружество Независимых Государств, и иных НД в области охраны окружающей среды.

18.2 ЭО обязана документировать свою деятельность по охране окружающей среды, иметь разрешительную документацию на все виды воздействия на окружающую среду (выбросам, сбросам, обращению с отходами производства и потребления), оформленную в соответствии с действующими ТНПА. Все работы, связанные с забором воды из поверхностных водных объектов, сбросом сточных, дренажных вод, а также вод после гидравлических испытаний МТ, следует осуществлять на основании и в порядке, установленном законодательствами государств, входящих в Содружество Независимых Государств.

18.3 ЭО должна разрабатывать мероприятия, направленные на снижение негативного воздействия на окружающую среду, обеспечивать соблюдение нормативов качества окружающей среды на основе применения технических средств и технологий обезвреживания и использования отходов производства, обезвреживания выбросов и сбросов загрязняющих веществ, а также иных технологий, обеспечивающих выполнение требований в области охраны окружающей среды. Следует проводить мероприятия по восстановлению природной среды, рекультивации земель, благоустройству территорий в соответствии с действующими законодательствами государств, входящих в Содружество Независимых Государств.

18.4 В целях обеспечения выполнения мероприятий по охране окружающей среды, мероприятий по восстановлению природной среды, а также в целях соблюдения природоохранных требований в ЭО должен быть организован производственный экологический контроль в соответствии с законодательствами государств, входящих в Содружество Независимых Государств.

18.5 Производственный экологический контроль должна осуществлять экологическая служба ЭО в соответствии с планом-графиком контроля, утвержденным руководителем ЭО. Информация о лицах, ответственных за проведение производственного экологического контроля, об организации экологической службы в ЭО, а также результаты производственного экологического контроля, при необходимости, представляют в уполномоченные органы исполнительной власти, осуществляющие государственный экологический контроль.

18.6 На объектах МТ должен быть обеспечен инструментальный контроль за соблюдением разрешенных объемов выбросов, сбросов, размещением отходов производства и потребления, а также, при необходимости, за другими возможными вредными техногенными воздействиями на окружающую среду.

18.7 Мероприятия по охране окружающей среды в процессе эксплуатации МТ должны быть направлены:

- на предотвращение загрязнения поверхностных и подземных вод, земельных ресурсов, предотвращение или снижение загрязнения атмосферного воздуха;
- на предотвращение развития и снижения активности опасных природных процессов (эрозии, дефляции, карстообразования, активизации курумов, морозобойного растрескивания многолетнемерзлых грунтов, наледеобразования, обвалов, оползней, подтопления территории, пучения, солифлюкции, термоэрозии, развития термокарста) в охранной зоне МТ и на прилегающих территориях;
- на снижение негативного воздействия на водные биологические ресурсы и среду их обитания;
- на исключение нарушений путей массовой миграции животных, попадания их на объекты хранения шламов и отходов, под движущийся транспорт или столкновения с проводами;
- на защиту животных от воздействий электромагнитных полей, шума, вибрации;
- на снижение объемов загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух и сбрасываемых в водные объекты;
- на снижение объемов и токсичности отходов производства и потребления.

18.8 При эксплуатации МТ на участках пересечения водных преград, заболоченных и обводненных территориях следует выполнять требования ГОСТ 17.1.3.05 и ГОСТ 17.1.3.10.

19 Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций

19.1 Основные цели в области предупреждения и ликвидации ЧС природного и техногенного характера:

- предупреждение возникновения и развития ЧС;
- снижение размеров ущерба и потерь от ЧС природного и техногенного характера;
- ликвидация ЧС природного и техногенного характера.

19.2 Основными задачами в области предупреждения и ликвидации ЧС природного и техногенного характера являются:

- разработка распорядительных и организационных документов в области предупреждения ЧС природного и техногенного характера;
- разработка и реализация объектовых планов мероприятий по предупреждению ЧС;
- прогнозирование и оценка риска возникновения ЧС техногенного и природного характера, определение и периодическое уточнение показателей риска возникновения ЧС для персонала и населения на прилегающей территории;
- определение порядка взаимодействия привлекаемых организаций, органов управления, сил и средств в условиях ЧС, организация мероприятий по обеспечению взаимного обмена информацией;
- обеспечение готовности достаточного количества и состава собственных сил и средств организации для ликвидации ЧС, состоящих из подразделений спасателей, оснащенных специальными техническими средствами, оборудованием, снаряжением и материалами, аттестованных в установленном порядке, и/или привлечения в соответствии с действующим законодательством аварийно-спасательных формирований на договорной основе с учетом их дислокации;
- установление порядка обеспечения и контроля готовности к действиям органов управления, сил и средств, предусматривающего планирование учений и тренировок, мероприятий по обеспечению профессиональной подготовки персонала и повышения его квалификации к действиям в условиях ЧС, поддержание в соответствующей степени готовности аварийно-спасательных формирований;
- планирование мероприятий по ликвидации последствий ЧС, составление плана оперативных мероприятий при угрозе и возникновении ЧС в плане действий по предупреждению и ликвидации ЧС;
- сбор, обработка и выдача информации в области предупреждения ЧС, защиты населения и территорий от их опасных воздействий;
- декларирование безопасности, лицензирование деятельности и страхование ответственности за причинение вреда в результате аварии на опасном производственном объекте;
- создание резервов материальных и финансовых ресурсов для ликвидации ЧС.

19.3 Для предотвращения ЧС, обусловленных разливом нефти (нефтепродуктов), в ЭО должны быть приняты и проведены:

- технические решения и мероприятия по исключению возможности разгерметизации МТ и предупреждению разливов нефти (нефтепродуктов);
- организационно-технические мероприятия, направленные на предупреждение развития аварий и локализацию разливов нефти (нефтепродуктов);
- организационно-технические мероприятия, направленные на обеспечение взрывопожарной безопасности;
- организационно-технические мероприятия по предотвращению постороннего несанкционированного вмешательства в функционирование объектов МТ и противодействию возможным террористическим актам.

20 Обеспечение безопасности объектов магистральных трубопроводов

20.1 Основные положения

20.1.1 Обеспечение безопасности объектов МТ осуществляется в соответствии с законодательствами стран, входящих в Содружество Независимых государств (в границах прохождения трубопровода по данным странам), и НД ЭО.

20.1.2 На площадочных объектах и линейной части МТ должна быть создана система физической защиты, которая представляет собой совокупность направленных на предотвращение актов незаконного вмешательства организационных, административных и правовых мер, инженерно-технических

средств охраны и действий подразделений охраны, имеющих в своем распоряжении гражданское, служебное оружие и специальные средства.

20.1.3 Обеспечение физической защиты объектов МТ осуществляется на основе единой системы планирования и реализации комплекса технических и организационных мер, направленных на:

- предотвращение несанкционированного проникновения на охраняемые объекты;
- своевременное обнаружение и пресечение любых посягательств на целостность и безопасность охраняемых объектов, в том числе актов незаконного вмешательства.

20.1.4 Целями создания системы физической защиты являются: своевременное обнаружение, предупреждение и пресечение фактов несанкционированного вмешательства в процесс нормального функционирования объектов МТ, предотвращение угроз жизни и здоровью людей, недопущение нанесения материального и экологического ущерба, а также хищения материальных ценностей с объекта, в том числе транспортируемых по МТ нефти (нефтепродуктов).

20.1.5 Для реализации этих целей система физической защиты должна решать следующие задачи:

- предотвращение несанкционированного проникновения на территорию объекта МТ, в места хранения материальных ценностей, здания и строения, расположенные на территории объекта МТ, в режимные помещения;
- предотвращение несанкционированного подключения к МТ (оперативное обнаружение несанкционированных врезок, осуществляемых с целью хищения транспортируемого продукта);
- своевременное обнаружение и пресечение противоправных действий, угрожающих безопасности объекта МТ;
- своевременное обнаружение и пресечение посягательств на целостность и сохранность имущества;
- выявление факторов, влияющих на состояние безопасности экономических интересов ЭО МТ.

20.2 Силы и средства охраны объектов магистральных трубопроводов

20.2.1 Ответственность за организацию охраны объектов МТ несут руководители ЭО.

20.2.2 Охрану объектов МТ осуществляют соответствующие подразделения ЭО или организации, привлекаемые на договорной основе. Для охраны также допускается привлекать подразделения и (или) организации органов исполнительной власти.

20.2.3 Силы охраны включают в себя:

- личный состав подразделений охраны площадных объектов МТ;
- личный состав подразделений по охране ЛЧ МТ.

20.2.4 Количественный состав сил охраны объектов МТ определяется объемом решаемых задач, исходя из анализа криминогенной обстановки, оценки угроз безопасности функционирования МТ, протяженности границ охраняемой территории (периметра) и количества постов.

20.2.5 Расчет численности сил охраны проводят на основе НД ЭО.

20.2.6 Для охраны МТ используются специальные средства в соответствии с требованиями законодательств государств, входящих в Содружество Независимых Государств.

20.3 Оборудование объектов магистральных трубопроводов комплексами инженерно-технических средств охраны

20.3.1 Оборудование комплексами ИТСО площадочных объектов и ЛЧ МТ осуществляется в соответствии с законодательствами стран, входящих в Содружество Независимых государств (в границах прохождения трубопровода по данным странам), и НД ЭО.

Для оснащения комплексом ИТСО объектов разрабатывают проектную документацию.

20.3.2 На руководителей охраняемых объектов возлагается обязанность поддержания комплексов ИТСО в исправном и работоспособном состоянии, своевременного проведения технического обслуживания и ремонтно-восстановительных работ.

20.3.3 Руководители ЭО совместно с представителями региональных органов исполнительной власти, органов власти государств, входящих в Содружество Независимых Государств, должны осуществлять систематическое обследование объектов на предмет обеспечения их безопасного функционирования и антитеррористической защищенности.

20.3.4 ИТСО объектов МТ включают:

- ограждения периметра, запретной зоны, полосы отчуждения;

- инженерные заграждения;
- инженерные средства и сооружения периметра;
- КПП;
- помещения для размещения подразделений охраны.

20.3.4.1 Основное ограждение территории объекта предназначено для обозначения границ объекта и создания физического барьера для несанкционированного проникновения на территорию объекта. Высота ограждения зависит от климатического района нахождения объекта.

20.3.4.2 С внутренней стороны от основного ограждения создается запретная зона — незастраиваемая полоса местности, свободная от коммуникаций различных назначений и архитектурно-строительных сооружений, в которой размещаются ИТСО. Ширина запретной зоны должна быть не менее 5 м. Запретную зону выгораживают ограждением.

С внешней стороны от основного ограждения устраивается полоса отчуждения — спланированная территория местности, очищенная от растительности шириной не менее 5 м. Полосу отчуждения выгораживают ограждением.

В ограждениях устраиваются ворота и калитки.

20.3.4.3 Инженерные заграждения предназначены для затруднения продвижения нарушителя и создания благоприятных условий для его задержания. Инженерные заграждения устанавливают на пути вероятного движения нарушителя или на подступах к жизненно важным строительным и технологическим сооружениям на территории объекта.

20.3.4.4 Инженерными сооружениями оборудуются посты охраны на территории объекта. К инженерным сооружениям относятся тропы нарядов, указательные и предупреждающие знаки, постовые будки, эстакады, досмотровые ямы, противотаранные барьеры.

20.3.4.5 Контрольно-пропускной пункт предназначен для регулирования санкционированного пропуска персонала и автотранспорта на территорию объекта. В здании контрольно-пропускного пункта находятся помещения для размещения личного состава караула по охране объекта.

20.3.5 Технические средства охраны объектов МТ

20.3.5.1 Комплекс ТСО предназначен для:

- своевременного обнаружения несанкционированных действий нарушителей, пытающихся проникнуть на объект через периметр и в режимные помещения, расположенные на внутренней территории объекта;
- наблюдения за охраняемой территорией, периметром и подступами к охраняемому объекту;
- подачи тревожных сообщений в помещение для размещения караула при противоправных действиях, направленных против сотрудников охраны и с рабочих мест, оборудованных тревожными кнопками;
- осуществления контроля и управления доступом персонала и посетителей на охраняемый объект, здания и помещения, проезда транспортных средств;
- управления охранным освещением периметра.

20.3.5.2 В состав комплекса ТСО входят следующие системы:

- система охранной сигнализации периметра — для обнаружения проникновения (попыток проникновения) нарушителя на охраняемый объект и подачи сигнала тревоги;
- система внутриобъектовой охранной сигнализации — для обнаружения проникновения (попыток проникновения) нарушителя в режимные помещения, находящиеся на внутренней территории объекта, и подачи сигнала тревоги;
- система сбора и обработки информации — для передачи, приема, сбора, обработки, регистрации и представления оператору информации от средств обнаружения, тревожно-вызывной сигнализации, а также для дистанционного управления и контроля работоспособности средств обнаружения;
- система контроля и управления доступом — для пресечения попыток несанкционированного доступа посторонних лиц на территорию объекта через КПП, в здания и помещения на внутренней территории объекта, а также предотвращение проноса персоналом и посетителями запрещенных предметов и веществ;
- система охранная телевизионная — для наблюдения за обстановкой на периметре и внутренней территории объекта, а также для визуального подтверждения факта несанкционированного проникновения нарушителя или нахождения/отсутствия персонала, посетителей и транспортных средств в пределах охраняемой зоны, зданий, сооружений, помещений;
- система тревожно-вызывной сигнализации — для подачи сигнала тревоги в караул при нападении на охранников или персонал, работающий в режимном помещении.

- система оперативной связи и оповещения — для управления оперативными действиями сил охраны при возникновении аварийных ситуаций и ЧС;

- система электропитания — для обеспечения бесперебойного снабжения электроэнергией систем, устройств и охранных извещателей комплекса ТСО;

- система охранного освещения — для освещения периметра охраняемого объекта и мест несения службы охранниками на внутренней территории объекта, обеспечения в темное время суток необходимых уровней освещенности в секторах наблюдения телевизионных камер;

- кабельная сеть — для обеспечения электрическими соединениями составных частей аппаратуры систем ТСО, установленных по периметру объекта и в помещениях, обмена между ними информацией и подачи электропитания к аппаратуре.

20.4 Эксплуатация инженерно-технических средств охраны

20.4.1 Эксплуатацию ИТСО осуществляют в соответствии с законодательствами стран, входящих в Содружество Независимых государств (в границах прохождения трубопровода по данным странам), и НД ЭО.

20.4.2 Эксплуатация комплекса ИТСО представляет собой совокупность организационных и технических мероприятий, направленных на поддержание средств в исправном состоянии и постоянной готовности к применению. Включает в себя использование ИТСО по назначению и техническую эксплуатацию.

20.4.3 Техническая эксплуатация ИТСО включает в себя:

- приемку и ввод в эксплуатацию;

- профессиональный отбор, подготовку и допуск лиц к эксплуатации ИТСО; планирование технической эксплуатации; техническое обслуживание и ремонт; материально-техническое и метрологическое обеспечение; ведение эксплуатационно-технической и учетной документации; учет, хранение, транспортировку и консервацию ИТСО; сбор, учет и анализ эксплуатационных данных о надежности и устойчивости работы ТСО;

- контроль и оценку технического состояния, организации эксплуатации и качества функционирования комплекса;

- организацию работ по обеспечению и соблюдению правил и мер безопасности при эксплуатации;

- списание ИТСО.

21 Ликвидация аварий и отказов на объектах магистральных трубопроводов

21.1 Готовность ЭО к ликвидации аварий и отказов на объектах магистральных трубопроводов

ЭО должна:

- создавать собственные формирования для ликвидации аварий, инцидентов, отказов и их последствий;

- проводить аттестацию указанных формирований;

- оснащать их специальными техническими средствами или заключать договоры с профессиональными аварийно-спасательными формированиями (службами);

- иметь резервы финансовых средств и материально-технических ресурсов в соответствии с табелем аварийного запаса и табелем технического оснащения средствами ликвидации разливов нефти (нефтепродуктов);

- обучать работников способам защиты и действиям в ЧС;

- создавать и поддерживать в готовности системы обнаружения утечек нефти (нефтепродуктов), системы связи и оповещения, системы диспетчерского контроля и управления.

21.2 Состав сил и средств для выполнения работ по ликвидации аварий и инцидентов

21.2.1 Для проведения работ по ликвидации аварий и инцидентов на МТ и их последствий в организационной структуре ЭО создаются штатные или нештатные аварийно-восстановительные или аварийно-спасательные службы (далее — АВС или АСС).

21.2.2 Силы и средства АВС или АСС, предназначенные для локализации и ликвидации последствий аварий и инцидентов, должны быть аттестованы в установленном порядке и должны нести дежурство в режиме, обеспечивающем локализацию разливов нефти (нефтепродуктов) в сроки, установленные действующим законодательством государств, входящих в Содружество Независимых Государств.

21.2.3 Обязательными требованиями, предъявляемыми к силам и средствам (аварийно-спасательным формированиям) для выполнения аварийных работ, являются:

а) наличие учредительных документов аварийно-спасательной службы/формирования (устава/положения, приказа или иного документа о создании аварийно-спасательной службы/формирования);

б) соответствие структуры аварийно-спасательной службы/формирования организационно-штатной структуре, утвержденной ее/его учредителями или организацией, создавшей аварийно-спасательную службу/формирование;

в) укомплектованность личным составом, не менее 75 % которого составляют спасатели, аттестованные на право ведения тех видов аварийно-спасательных работ, на выполнение которых аттестуется аварийно-спасательная служба/формирование;

г) оснащенность в соответствии с нормами обеспечения, утверждаемыми учредителями аварийно-спасательной службы/формирования, аварийно-спасательными средствами, обеспечивающими выполнение заявленных видов аварийно-спасательных работ и принадлежащими этой службе/формированию на праве собственности или ином законном основании на срок не менее срока действия аттестации;

д) наличие условий (в соответствии с нормами, утверждаемыми федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на решение задач в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций), обеспечивающих размещение аварийно-спасательных средств и проведение мероприятий по профессиональной подготовке спасателей к выполнению заявленных видов аварийно-спасательных работ в соответствии с технологией их ведения, а для профессиональной аварийно-спасательной службы/формирования, кроме этого, условий, обеспечивающих несение дежурства спасателями этой службы/формирования;

е) постоянная готовность к оперативному реагированию на возникновение чрезвычайных ситуаций и проведению работ по их ликвидации.

21.2.4 Персонал аварийно-восстановительных бригад должен использоваться при ликвидации аварий, инцидентов и выполнении работ по техническому обслуживанию и ремонту МТ.

21.3 Организация работ по ликвидации аварий и инцидентов

21.3.1 Для оперативного руководства аварийно-восстановительными работами должен быть создан штаб ликвидации аварии и инцидентов. Персональный состав штаба устанавливается приказом руководителя ЭО.

21.3.2 Работы по ликвидации аварий и инцидентов должен возглавлять руководитель или технический руководитель ЭО.

21.3.3 При ликвидации аварий, связанных с тушением пожара, силами министерств государств, входящих в Содружество Независимых Государств, по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий (далее — министерство), назначение руководителя тушения пожара осуществляется в соответствии с внутренними документами данных министерств. Взаимодействие министерств с руководством ЭО при тушении пожара осуществляется на основании планов локализации и ликвидации пожароопасных ситуаций и пожаров, которые должны разрабатываться администрацией объекта и согласовываться со всеми участниками взаимодействия.

21.3.4 Руководство аварийно-восстановительными работами с начала возникновения аварии или инцидента на объектах МТ осуществляется руководителями этих объектов, в дальнейшем — ответственным руководителем по ликвидации аварии или инцидента, назначенным приказом руководителя ЭО.

21.3.5 Ответственный руководитель по ликвидации аварии или инцидента обязан выполнять ряд необходимых мероприятий в соответствии с внутренними документами ЭО.

21.4 Производство работ по ликвидации аварий и инцидентов

21.4.1 К технологиям ликвидации аварий и инцидентов и технологическим операциям при производстве аварийно-восстановительных работ предъявляются следующие требования:

- спасение людей и устранение угрозы жизни и здоровью населения;
- восстановление герметичности трубопроводов, оборудования и сооружений объектов МТ;

- обеспечение проектного уровня характеристик и несущей способности ремонтируемого объекта, сооружения или оборудования;
- обеспечение минимального времени простоя МТ при ремонте;
- минимальное воздействие на окружающую среду, соседние коммуникации и объекты.

Все работы по локализации и ликвидации аварий и инцидентов на МТ следует проводить на основе ПЛВА, планов тушения пожаров в соответствии с разработанными ПЛВА для конкретных объектов МТ.

21.4.2 Восстановление объектов МТ после аварии или инцидента следует проводить по проектной документации или исполнительной документации на их строительство. Применяемые при производстве работ оборудование и материалы должны отвечать назначению, иметь паспорта и сертификаты.

21.4.3 Пуск МТ после ликвидации аварии или инцидента, приемку и пуск объектов (насосных станций, резервуаров, подстанций и т. д.), ПС, терминалов после ликвидации аварии и восстановления проводят в порядке, установленном в действующих НД.

21.4.4 При авариях и отказах в системе электроснабжения руководитель объекта и лицо, ответственное за эксплуатацию электрохозяйства, а также обслуживающий персонал руководствуются в своих действиях ПЛВА. Порядок действий электротехнического персонала и их взаимодействие со смежными службами при возникновении аварийных ситуаций следует отрабатывать на учебно-тренировочных занятиях (противоаварийных тренировках) в соответствии с утвержденным в ЭО графиком.

21.4.5 Отказы в схемах электроснабжения ПС и ЛЧ МТ следует ликвидировать немедленно, а на период ликвидации повреждения должно быть обеспечено электроснабжение потребителей категории I от автономного или другого источника электроснабжения.

21.4.6 Для электроприемников категории II при нарушении электроснабжения от одного из источников допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной ремонтной бригады.

21.4.7 На время ремонта (но не более 1 сут) допускается осуществлять питание электроприемников категории II по одной воздушной линии электропередач или от одного трансформатора.

21.4.8 Руководитель объекта отвечает за обеспеченность электроустановок аварийным и эксплуатационным запасом материалов и оборудования в соответствии с утвержденным табелем.

21.5 План предупреждения и ликвидации разливов нефти (нефтепродуктов)

21.5.1 В соответствии с требованиями действующего законодательства государств, входящих в Содружество Независимых Государств, в ЭО должны быть разработаны планы ликвидации разливов нефти (нефтепродуктов) на объектах МТ и прилегающих территориях.

21.5.2 Разработку, согласование, утверждение и переутверждение планов ликвидации разливов нефти (нефтепродуктов) проводят согласно требованиям действующих НД.

21.5.3 Структура и содержание разработанных ЭО планов ликвидации разливов нефти (нефтепродуктов) должны соответствовать структуре и содержанию типовых планов ликвидации разливов нефти (нефтепродуктов) на объектах МТ, определенных в действующих НД.

21.6 План ликвидации возможных аварий

21.6.1 В ЭО должны быть разработаны ПЛВА на ЛЧ МТ, отдельно на переходах МТ через водные преграды, ПС и терминалах.

21.6.2 Основанием для разработки (переработки) ПЛВА являются:
- ввод в действие нового объекта МТ, на котором возможны аварии;
- окончание срока действия ранее разработанного ПЛВА;
- изменение данных, содержащихся в действующих ПЛВА.

21.6.3 ПЛВА должен содержать:
- оперативную часть;
- техническую часть;
- приложения.

21.6.4 ПЛВА в ЭО согласовываются с руководителем отдела (службы) промышленной безопасности, руководителем отдела (службы) охраны труда, руководителем отдела (службы) пожарной охраны, руководителем отдела (службы) эксплуатации, руководителем отдела (службы) экологической безопасности, главным механиком, главным энергетиком, руководителем диспетчерской службы, руководителем аварийно-восстановительной бригады и утверждаются техническим руководителем ЭО.

21.6.5 До утверждения ПЛВА должен быть согласован со всеми владельцами объектов, проходящих в одном техническом коридоре.

21.6.6 ПЛВА перерабатываются не реже одного раза в 5 лет. При изменении технологии, замене и реконструкции сооружений, оборудования, в ПЛВА в течение 10 дней должны быть внесены соответствующие изменения с оформлением листа согласования внесенных корректировок, утверждаемого техническим руководителем ЭО.

21.6.7 ПЛВА должны находиться у технического руководителя ЭО, руководителя диспетчерской службы, руководителя отдела (службы) эксплуатации, руководителя аварийно-восстановительной бригады, оператора ПС, руководителя ПС, на рабочих местах оперативно-диспетчерского персонала филиала ЭО.

22 Квалификационные требования к персоналу

22.1 К эксплуатации объектов МТ допускаются лица не моложе 18 лет, имеющие соответствующее профессионально-техническое образование, прошедшие медицинское освидетельствование, не состоящие на учете в наркологическом и психиатрическом диспансерах, прошедшие производственное обучение (в необходимых случаях после прохождения стажировки), а также инструктажи и проверку (аттестацию) знаний правил охраны труда и промышленной безопасности.

22.2 Обучение и проверка знаний работников организаций, эксплуатирующих МТ, по охране труда следует проводить в соответствии с ГОСТ 12.0.004.

22.3 Перечень профессий рабочих и специалистов, знания которых подлежат периодическим проверкам, и программы проверки знаний утверждает ЭО.

22.4 Подготовку персонала по вопросам промышленной безопасности следует проводить в специализированных учебных центрах.

Приложение А
(обязательное)

Перечень объектов и сооружений, входящих в состав линейной части магистральных трубопроводов

В состав ЛЧ МТ входят:

- трубопроводы с ответвлениями и лупингами, запорной и регулирующей арматурой, переходами через естественные и искусственные преграды, узлами пропуска, пуска и приема ВУ;
- противоэрозионные и защитные сооружения;
- оборудование системы ЭХЗ трубопроводов от коррозии;
- линии и сооружения технологической связи, средств телемеханики;
- линии электропередач и электроустановки;
- земляные амбары для сброса нефти (нефтепродуктов) из МТ;
- сооружения для обслуживания МТ (дома обходчиков, блокпосты);
- постоянные вдольтрассовые проезды и переезды через трубопроводы, постоянные дороги, вертолетные площадки, расположенные вдоль трассы трубопровода, и подъезды к ним;
- опознавательные и сигнальные знаки местонахождения трубопроводов, сигнальные знаки при пересечении трубопроводами судоходных рек.

Приложение Б
(обязательное)

Оперативно-производственные и технологические виды связи

Б.1 Оперативно-производственные виды связи:

- оперативно-производственная телефонная и факсимильная (документальная) связь (категория сети — сеть связи общего пользования);
- оперативно-производственная телефонная и факсимильная (документальная) связь (категория сети — выделенная сеть);
- каналы корпоративной компьютерной сети.

Б.2 Технологические виды связи:

- диспетчерская связь центрального диспетчерского пункта с территориальным диспетчерским пунктом МТ;
- диспетчерская связь диспетчера территориального диспетчерского пункта МТ с диспетчером районного диспетчерского пункта МТ и оперативным персоналом ПС;
- диспетчерская связь диспетчера районного диспетчерского пункта МТ с операторами ПС, наливных станций, ПСП;
- связь обслуживающего персонала, находящегося на трассе нефтепровода, с ближайшими ПС, а через коммутационное устройство на ПС с районным управлением — телефонный канал или средства подвижной радиосвязи. Указанный вид связи может быть использован для линейных служб, производящих ремонт, аварийно-восстановительных бригад, обслуживающего персонала вдоль трассовых высоковольтных линий, линий связи;
- видеоконференцсвязь для совещания с территориальными управлениями;
- селекторная связь для совещаний с территориальными управлениями;
- селекторная связь для совещаний районных управлений с ПС;
- сети связи для телемеханизации линейных сооружений;
- сети связи для телемеханизации насосных станций, узлов учета нефти, объектов внутреннего электроснабжения на ПС.

УДК 622.692.4.053:006.354 МКС 19.100

Ключевые слова: магистральный нефтепровод, магистральный нефтепродуктопровод, эксплуатация, техническое обслуживание

Редактор *Л.В. Коретникова*
Технический редактор *И.Е. Черепкова*
Корректор *С.И. Фирсова*
Компьютерная верстка *Е.А. Кондрашовой*

Сдано в набор 10.06.2019. Подписано в печать 05.08.2019. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 5,58. Уч.-изд. л. 5,04.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ»
для комплектования Федерального информационного фонда стандартов,

117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.
www.gostinfo.ru info@gostinfo.ru

МКС 19.100

Изменение № 1 ГОСТ 34182—2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения

Принято Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол № 164-П от 31.08.2023)

Зарегистрировано Бюро по стандартам МГС № 16958

За принятие изменения проголосовали национальные органы по стандартизации следующих государств: AM, BY, KG, RU, UZ [коды альфа-2 по МК (ИСО 3166) 004]

Дату введения в действие настоящего изменения устанавливают указанные национальные органы по стандартизации*

Содержание. Наименование раздела 7 изложить в новой редакции: «7 Техническое диагностирование, эксплуатационный контроль, геотехнический мониторинг и испытания»;

дополнить словами:

«7.3 Геотехнический мониторинг

7.4 Эксплуатационный контроль».

Наименование стандарта на английском языке. Заменить слова: «Oil and oil products trunk pipeline transportation» на «Trunk pipeline transport of oil and oil products».

Пункт 1.1. Первое, третье, шестое перечисления. Заменить слова: «магистральных нефтепроводов (нефтепродуктопроводов)» на «магистрального трубопровода»;

второе перечисление изложить в новой редакции:

«- порядку организации и выполнения работ по техническому диагностированию, ремонту и техническому обслуживанию объектов магистрального трубопровода, эксплуатационному контролю»;

четвертое, седьмое перечисления. Заменить слова: «на магистральных нефтепроводах (нефтепродуктопроводах)» на «на магистральном трубопроводе»;

дополнить перечислениями:

«- проведению работ по геотехническому мониторингу объектов магистрального трубопровода, эксплуатируемых в сложных природно-климатических условиях;

- надежности, производственной деятельности объектов магистрального трубопровода;

- эксплуатационным параметрам;

- предотвращению аварий и инцидентов и локализации их последствий;

- показателям энергоемкости и энергетической эффективности».

Пункт 1.2 изложить в новой редакции:

«1.2 Настоящий стандарт распространяется на магистральные трубопроводы и их объекты, в том числе расположенные на территории населенных пунктов».

Пункт 1.3. Первое перечисление. Заменить слова: «нефтепроводы (нефтепродуктопроводы)» на «трубопроводы»;

четвертое перечисление. Исключить слова: «и технологические».

Раздел 2. ГОСТ 8.010. Заменить слово: «Методика» на «Методики»;

заменить ссылку: «ГОСТ 26976[3)] Нефть и нефтепродукты. Метод измерения массы» на «ГОСТ 34396 Системы измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия»;

сноску [3)] исключить;

дополнить ссылками:

«ГОСТ 14228[1)] Дизели и газовые двигатели автоматизированные. Классификация по объему автоматизации

ГОСТ 34823 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Организация и производство строительно-монтажных работ на территории распространения многолетнемерзлых грунтов»;

дополнить сноской «[1)]»:

«

[1)] В Российской Федерации действует ГОСТ Р 55437—2013 «Двигатели внутреннего сгорания поршневые. Классификация по объему автоматизации и технические требования к автоматизации».

* Дата введения в действие на территории Российской Федерации — 2024—01—01.

Пункт 3.1. Заменить слова: «нефтепроводов или нефтепродуктопроводов» на «трубопроводов».

Пункты 3.3, 3.5, 3.6 изложить в новой редакции:

«3.3

ввод в эксплуатацию объекта магистрального трубопровода: Документально оформленное собственником магистрального трубопровода событие, фиксирующее начало использования объекта магистрального трубопровода по назначению.

[ТР ЕАЭС 049/2020, раздел II, пункт 5]

»;

«3.5

внутритрубное диагностирование: Вид технического диагностирования, состоящего из комплекса работ, обеспечивающих получение информации о дефектах и особенностях стенки трубопровода, сварных швов и их местоположении с использованием внутритрубных инспекционных приборов, в которых реализованы соответствующие методы неразрушающего контроля.

[ТР ЕАЭС 049/2020, раздел II, пункт 5]

3.6

внутритрубный инспекционный прибор: Устройство, перемещаемое внутри трубопровода, снабженное средствами контроля и регистрации данных о дефектах и особенностях стенки трубопровода, сварных швов и их местоположении.

[ТР ЕАЭС 049/2020, раздел II, пункт 5]

».

Пункт 3.11. Заменить слова: «нефтепроводу или нефтепродуктопроводу» на «трубопроводу».

Пункт 3.14. Заменить слова: «нефтепровода или нефтепродуктопровода» на «трубопровода».

Пункт 3.15. Заменить слова: «нефтепровод или нефтепродуктопровод» на «трубопровод».

Пункты 3.17, 3.18 изложить в новой редакции:

«3.17

линейная часть магистрального трубопровода (для транспортирования нефти и нефтепродуктов): Объект магистрального трубопровода, предназначенный для перемещения транспортируемых нефти/нефтепродуктов, включающий в себя собственно трубопровод, вдольтрассовые линии электропередачи, кабельные линии и сооружения связи, устройства электрохимической защиты от коррозии и иные сооружения и технические устройства, обеспечивающие его эксплуатацию.

[ГОСТ 34826—2022, статья 3.23]

3.18

магистральный трубопровод (для транспортирования нефти и нефтепродуктов): Единый производственно-технологический комплекс, предназначенный для транспортирования подготовленной нефти и нефтепродуктов от пунктов приема до пунктов сдачи потребителям или перевалки их на автомобильный, железнодорожный или водный транспорт, состоящий из конструктивно и технологически взаимосвязанных объектов, включая сооружения и здания, используемые для целей обслуживания и управления объектами магистрального трубопровода.

[ГОСТ 34826—2022, статья 3.24]

».

Пункты 3.21, 3.23, 3.26, 3.38, 3.62 исключить.

Пункт 3.22. Заменить слова: «нормативно-технической документации» на «нормативных и технических документов».

Пункты 3.27 и 3.31 изложить в новой редакции:

«3.27

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

[ГОСТ 34826—2022, статья 3.29]

»;

«3.31

охранная зона: Территория или акватория с особыми условиями использования, прилегающая к объектам магистрального трубопровода, предназначенная для обеспечения безопасности объектов магистрального трубопровода и создания необходимых условий их эксплуатации, в пределах которой ограничиваются или запрещаются виды деятельности, несовместимые с целями ее установления.

[ТР ЕАЭС 049/2020, раздел II, пункт 5]

».

Пункт 3.32. Заменить слова: «нефтепровода [нефтепродуктопровода]» на «трубопровода»; «нефти [нефтепродукта]» на «нефти, нефтепродуктов».

Пункты 3.33, 3.43, 3,45, 3.46, 3.48, 3.49 изложить в новой редакции:

«3.33

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, статья 3.16]

»;

«3.43

пункт подогрева нефти: Объект магистрального трубопровода, предназначенный для подогрева перекачиваемой нефти с целью снижения ее вязкости при транспортировании по магистральному трубопроводу.

[ТР ЕАЭС 049/2020, раздел II, пункт 5]

»;

«3.45

резервуар (для нефти/нефтепродуктов): Сооружение, предназначенное для приема, накопления и сдачи нефти/нефтепродуктов.

Примечание — Резервуары в ряде случаев можно использовать для измерения объема и/или хранения нефти/нефтепродуктов.

[ГОСТ 34737—2021, статья 3.29]

3.46

резервуарный парк: Комплекс взаимосвязанных резервуаров и связанного с ним технологического оборудования, предназначенный для приема, накопления и сдачи нефти/нефтепродуктов.

[ГОСТ 1510—2022, статья 3.56]

»;

«3.48

система измерений количества и показателей качества нефти [нефтепродуктов]: Совокупность функционально объединенных средств измерений, системы сбора и обработки информации, технологического и иного оборудования, предназначенная для прямых или косвенных динамических измерений массы и показателей качества нефти [нефтепродуктов].

[ГОСТ 34396—2018, статья 3.10]

3.49 **система электрохимической защиты:** Комплекс средств электрохимической защиты, установленный на всем протяжении магистрального трубопровода и предназначенный для защиты от коррозионных рисков».

Пункт 3.50. Заменить слова: «нефтепроводов [нефтепродуктопроводов]» на «трубопроводов».

Пункт 3.51. Заменить слова: «нормативно-технической документации» на «нормативных и технических документах».

Пункт 3.53. Заменить слова: «нормативной документацией» на «нормативными документами».

Пункты 3.52 и 3.54 изложить в новой редакции:

«3.52

технический коридор магистральных трубопроводов: Территория, на которой проложены в одном направлении не менее двух трубопроводов с соприкасающимися охранными зонами, которые входят в линейные части соответствующих магистральных трубопроводов, или участки этих трубопроводов, и которая ограничена с внешних сторон охранными зонами линейных частей магистральных трубопроводов.

[ТР ЕАЭС 049/2020, раздел II, пункт 5]

»;

«3.54

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 узлов регулирования давления, узлов учета нефти/нефтепродуктов;
- обеспечения топливом котельной нефтеперекачивающих/нефтепродуктоперекачивающих станций.

[ГОСТ 34737—2021, статья 3.35]

».

Пункт 3.57. Заменить слово: «нефтепровода» на «трубопровода».

Пункт 3.58. Заменить слова: «по системе магистральных нефтепроводов или нефтепродуктопроводов» на «по магистральному трубопроводу».

Пункт 3.61. Заменить слова: «нефтепроводе или нефтепродуктопроводе» на «трубопроводе».

Пункт 3.63. Заменить слова: «нефтепроводов или нефтепродуктопроводов» на «трубопроводов».

Пункты 3.65, 3.66 изложить в новой редакции:

«3.65

эксплуатация магистрального трубопровода: Деятельность по обеспечению функционирования магистрального трубопровода в соответствии с эксплуатационной документацией, включающая в себя в том числе техническое обслуживание, ремонт, техническое диагностирование и оперативно-диспетчерское управление.

[ТР ЕАЭС 049/2020, раздел II, пункт 5]

3.66

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.

[ТР ЕАЭС 049/2020, раздел II, пункт 5]

».

Пункт 3.67. Заменить слова: «нефтепровода или нефтепродуктопровода» на «трубопровода»; «нефтепровод или нефтепродуктопровод» на «трубопровод».

Раздел 3 дополнить пунктами 3.68—3.76:

«3.68 **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, устанавливаются в проектной документации.

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

3.69

нефть: Жидкая природная ископаемая смесь углеводородов широкого физико-химического состава, подготовленная к транспортировке магистральным трубопроводом, железнодорожным, автомобильным и водным транспортом и (или) к использованию в качестве сырья на нефтеперерабатывающих и нефтехимических производствах.

[ТР ЕАЭС 045/2017, раздел II, пункт 4]

3.70

приемка объекта магистрального трубопровода: Форма оценки соответствия завершенного строительством (реконструкцией) объекта магистрального трубопровода проектной документации, требованиям настоящего технического регламента, других технических регламентов Союза, действие которых на него распространяется, подтверждающая готовность объекта магистрального трубопровода к вводу в эксплуатацию.

[ТР ЕАЭС 049/2020, раздел II, пункт 5]

3.71

ремонт: Комплекс технологических операций и организационных действий по восстановлению работоспособности, исправности и ресурса объекта и/или его составных частей.

Примечание — Ремонт включает операции локализации, диагностирования, устранения неисправности и контроль функционирования.

[ГОСТ 18322—2016, статья 2.1.2]

3.72

репер: Геодезический знак, закрепляющий пункт нивелирной сети.

[ГОСТ 24846—2019, статья 3.18]

3.73 **сложные геологические условия:** Условия, характеризующиеся наличием в основании объекта магистрального трубопровода многолетнемерзлых и/или специфических грунтов либо развитием и/или наличием риска возникновения и развития на территории расположения объекта магистрального трубопровода геологических и инженерно-геологических процессов.

3.74 **сохраняемость:** Свойство объекта сохранять в заданных пределах значения параметров, характеризующих способность объекта выполнять требуемые функции в течение срока службы.

3.75

текущий ремонт: Плановый ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспособности объекта и состоящий в замене и/или восстановлении отдельных легкодоступных его частей.

[ГОСТ 18322—2016, статья 2.3.9]

3.76 **эксплуатационный контроль:** Форма оценки соответствия, предусматривающая выполнение комплекса мероприятий, направленных на выявление и устранение несоответствий требованиям настоящего стандарта при эксплуатации объектов магистрального трубопровода».

Раздел 4. Исключить слова:

«МН — магистральный нефтепровод;

МНПП — магистральный нефтепродуктопровод»;

заменить слова:

«МТ — магистральный трубопровод» на «МТ — магистральный трубопровод для транспортировки нефти и нефтепродуктов»;

«ПЛВА — план ликвидации возможных аварий» на «ПМЛЛА — план мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий[1)]»;

дополнить сноской «[1)]»:

«———————

[1)] В Республике Беларусь в соответствии со статьей 16 Закона Республики Беларусь «О магистральном трубопроводном транспорте» применяют сокращение «ПЛЛИА — план локализации и ликвидации инцидентов и аварий»;

дополнить словами:

«ЭО — эксплуатирующая организация».

Пункт 5.1.1. Заменить слова: «МН, МНПП (далее — МТ)» на «МТ».

Пункт 5.1.10 после слов «проектной документации» дополнить словами: «техническим условиям на подключение (при наличии)».

Подраздел 5.1 дополнить пунктом 5.1.10а:

«5.1.10а Если НД или проектной документацией для оценки качества строительства предусмотрено внутритрубное диагностирование ЛЧ МТ, то приемку ЛЧ МТ осуществляют после проведения внутритрубного диагностирования ЛЧ МТ и устранения выявленных дефектов по результатам дополнительного дефектоскопического контроля».

Пункт 5.1.14 изложить в новой редакции:

«5.1.14 Проектная и исполнительная документация на строительство/реконструкцию МТ, эксплуатационные документы, а также материалы расследования аварий и инцидентов должны храниться у собственника МТ или в ЭО в течение всего срока его эксплуатации».

Пункт 5.2.2. Исключить слова: «(далее — ЭО)».

Пункт 5.2.3 дополнить перечислением:

«- своевременное проведение геотехнического мониторинга объектов МТ, эксплуатируемых в сложных инженерно-геологических условиях».

Пункт 5.2.4. Первое перечисление после слова «диагностическими» дополнить словом: «, геотехническими»;

третье перечисление. Заменить слова: «нормативной документацией» на «НД».

Пункт 5.2.5 после слов «технического диагностирования» дополнить словами: «, геотехнического мониторинга».

Пункт 5.2.6. Заменить слово: «сохранности» на «сохраняемости».

Пункт 5.2.7 изложить в новой редакции:

«5.2.7 Расчет потерь нефти/нефтепродуктов, вызванных нарушением положений НД, устанавливающих требования к эксплуатации оборудования, технологическим процессам, а также авариями, хищениями, за исключением технологических потерь, следует проводить согласно НД, принятым в ЭО».

Подпункт 5.2.10.1. После шестого перечисления дополнить перечислением:

«- предупреждающий знак «Внимание нефтепродуктопровод! Проезд здесь!»;

после восьмого перечисления дополнить перечислением:

«- предупреждающий знак «Огнеопасно нефтепродуктопровод! (наименование оборудования на ЛЧ МТ)»;

девятое перечисление. Исключить слово: «(нефтепродуктопровод)»;

после девятого перечисления дополнить перечислением: «- запрещающий знак «Внимание нефтепродуктопровод! Движение техники запрещено!».

Пункт 5.3.1. Заменить слова: «Нормативной документацией являются технические документы» на «К НД допускается относить документы».

Пункты 5.3.2 и 5.3.5. Заменить слова: «Нормативную документацию» на «НД».

Пункт 5.3.3. Заменить слова: «Нормативная документация» на «НД».

Пункт 5.3.4. Заменить слова: «нормативной документации» на «НД».

Подраздел 5.3 дополнить пунктом 5.3.6:

«5.3.6 Разработку, внесение изменений и хранение НД выполняют на бумажных носителях и/или в электронном виде в базе данных информационной системы ЭО, позволяющем вывод в печатной форме по определенному шаблону».

Пункт 6.1.2. Заменить слова: «нормативной документации» на «НД».

Подпункт 6.2.1.2 дополнить перечислением:

«- определение и уточнение фактической глубины заложения трубопровода».

Подпункт 6.2.1.5. Заменить слова: «постоянный вдольтрассовый проезд (дорога)» на «доступ (проезд, дорога)».

Подпункт 6.2.1.6. Перечисление д). Перечисление 3) дополнить примечанием:

«Примечание — В Республике Беларусь в соответствии с «Правилами охраны сооружений связи и радиофикации в Республике Беларусь» на расстояние вдоль трассы кабеля связи — шириной не менее 4 м (по 2 м с каждой стороны от кабеля связи)»;

дополнить перечислениями е), ж):

«е) от защитных сооружений — 3 м от обвалования амбара и 3 м от основания вала или бровки отводной канавы;

ж) от реперов — 15 м».

Подпункт 6.2.2.1 дополнить перечислением:

«- вокруг границ грунтовых реперов — внешние края окопки, ограды, валы из камней (при их отсутствии — наружные основания знаков) — 1 м».

Подпункт 6.2.2.2. Первое перечисление после слова «пункты» дополнить словом: «, реперы».

Подпункт 6.2.2.3. Заменить слова: «сохранности» на «сохраняемости»; «сохранность» на «сохраняемость».

Пункт 6.2.2 дополнить подпунктом 6.2.2.8:

«6.2.2.8 Порядок установления охранных зон МТ в населенных пунктах — в соответствии с НД».

Подпункт 6.2.3.4 исключить.

Подпункт 6.2.4.2 дополнить словами:

«Допускается подземная установка вантузов без ограждения».

Подпункт 6.2.4.8. Второй абзац. Заменить слова: «Не менее одного раза в месяц» на «В сроки, указанные в руководстве по эксплуатации, при отсутствии требований изготовителей — один раз в шесть месяцев при подготовке к работе в осенне-зимний и весенне-летний сезоны».

Подпункт 6.2.4.9 изложить в новой редакции:

«6.2.4.9 Проверку сальникового уплотнения, нажимной втулки, донабивку или замену сальникового уплотнения (при необходимости), обтяжку всех фланцевых соединений проводят один раз в год».

Подпункт 6.2.5.8 после слов «от двух» дополнить словом: «независимых».

Подпункт 6.2.5.9 изложить в новой редакции:

«6.2.5.9 Контроль герметичности запорной арматуры переходов трубопровода через водные преграды должен осуществляться не реже одного раза в шесть месяцев в соответствии с годовым графиком».

Подпункт 6.3.2.6 после слов «Гидравлические испытания» дополнить словами: «основных и».

Подпункт 6.3.2.9. Заменить слова: «оборудования запорно-регулирующей арматуры» на «оборудования с арматурой»;

дополнить абзацем:

«В технологических схемах площадочных объектов МТ должны быть приведены:

- все трубопроводы, в том числе основные (линии всасывания и напора насосов, технологические трубопроводы) и вспомогательные (линии дренажа, откачки утечек, аварийного сброса и др.) технологические трубопроводы, с указанием номинального диаметра, толщины стенки, направления движения нефти/нефтепродуктов и уклонов;

- основное и вспомогательное механо-технологическое оборудование;

- запорная, предохранительная и регулирующая арматура, обратные затворы;

- резервуары и емкости;

- СИКН;

- пробозаборные устройства;

- узлы пуска, пропуска, приема средств очистки и диагностирования с установленными сигнализаторами прохождения ВУ;

- точки контроля и измерения давления, температуры, плотности, вязкости и расхода нефти/нефтепродуктов;

- узлы ввода противотурбулентной присадки;

- высотные отметки осей магистральных и подпорных насосных агрегатов, днищ каждого резервуара».

Пункт 6.3.2 дополнить подпунктом 6.3.2.10:

«6.3.2.10 Все приведенные на технологической схеме элементы должны иметь технологические номера».

Подпункт 6.3.3.1. Исключить слова: «в соответствии с проектной документацией и».

Подпункт 6.3.3.4 после слов «срока службы» дополнить словами: «периодических осмотров и обследований (периодичность проведения — в соответствии с эксплуатационными документами, разработанными ЭО)».

Подпункт 6.3.3.5 дополнить словами:

«Информацию о проведенных ремонтах хранят в ЭО в течение всего срока эксплуатации резервуара».

Подпункт 6.3.4.2, пункт 6.5.1. Заменить слово: «сохранности» на «сохраняемости».

Пункт 6.5.3 изложить в новой редакции:

«6.5.3 К трубам, оборудованию и материалам аварийного запаса должны быть приложены документы о качестве (паспорт и/или сертификат качества), инструкции/руководства по эксплуатации, а также сертификаты соответствия и/или декларации о соответствии, если их оформление предусмотрено требованиями технических регламентов на продукцию».

Пункт 6.5.4. Заменить слова: «актов» на «сведений о результатах» (2 раза); «в нефтепровод» на «в трубопровод».

Подраздел 6.6 дополнить пунктом 6.6.5:

«6.6.5 Итоги подготовки объектов МТ к устойчивой работе в период весеннего паводка и осенне-зимний период следует внести в паспорт готовности к устойчивой работе в период весеннего паводка и осенне-зимний период, форму которого устанавливает ЭО».

Раздел 7. Наименование изложить в новой редакции:

«**7 Техническое диагностирование, эксплуатационный контроль, геотехнический мониторинг и испытания**».

Пункт 7.1.1. Исключить слова: «ЛЧ»; «и их объектов, определения назначенного срока службы».

Пункт 7.1.2. Четвертое перечисление. Исключить слова: «и вспомогательные».

Пункт 7.1.4. Второе перечисление. Заменить слова: «и вспомогательных нефтепроводов (нефтепродуктопроводов)» на «трубопроводов».

Пункт 7.1.5. Первое перечисление. Заменить слова: «технологических нефтепроводов (нефтепродуктопроводов) и вспомогательных нефтепроводов (нефтепродуктопроводов)» на «технологических трубопроводов»;

девятое перечисление исключить.

Пункт 7.1.6. Четвертое перечисление. Заменить слова: «и вспомогательных нефтепроводов (нефтепродуктопроводов)» на «трубопроводов».

Пункт 7.1.8. Заменить слова: «по заявке организации» на «по заявке на проведение экспертизы промышленной безопасности организации».

Пункт 7.2.3. Первый абзац. Заменить слова: «действующих ЛЧ МТ» на «действующих участков ЛЧ МТ»; «внутритрубное» на «техническое».

Раздел 7 дополнить подразделами 7.3 и 7.4:

«**7.3 Геотехнический мониторинг**

7.3.1 Цель геотехнического мониторинга:

- обеспечение контроля за техническим состоянием объектов МТ, выявление потенциально опасных природных факторов;
- обеспечение надежной и безопасной эксплуатации объектов МТ;
- предотвращение негативного воздействия природных факторов на объекты МТ;
- разработка компенсирующих мероприятий;
- поддержание технического состояния объектов МТ в соответствии с НД и техническими документами.

7.3.2 Геотехническому мониторингу подлежат объекты МТ, эксплуатируемые в сложных геологических условиях, а именно:

а) объекты ЛЧ МТ (трубопроводы подземной/надземной прокладки, опоры трубопроводов подземной/надземной прокладки, запорная арматура, камеры пуска и приема средств очистки и диагностирования, опоры вдольтрассовых линий электропередачи и т. д.);

б) площадочные объекты МТ (ПС, включая здания и сооружения, технологические трубопроводы, основное и вспомогательное оборудование, установки и другие устройства);

в) объекты внешнего электроснабжения.

7.3.3 На объектах МТ применяют следующие виды геотехнического мониторинга:

- геотехнический мониторинг вновь строящихся объектов МТ;
- геотехнический мониторинг эксплуатируемых объектов МТ.

7.3.4 Проведение геотехнического мониторинга вновь строящихся объектов МТ — по ГОСТ 34823.

7.3.5 При геотехническом мониторинге эксплуатируемых объектов МТ осуществляют:

- формирование программы геотехнического мониторинга;
- геотехническое обследование объектов геотехнического мониторинга, включающее проведение инженерных обследований (при необходимости), инструментальных измерений, аэровизуальных и наземных обследований для определения фактических параметров объектов МТ, окружающей среды;
- сравнение и анализ результатов инструментальных измерений с данными проектной, рабочей, исполнительной документации и с результатами измерений нулевого цикла.

Примечание — Под нулевым циклом принимают первичные результаты измерений, являющиеся «нулевыми» для последующих измерений;

- расчет текущего и прогнозного состояния объектов МТ;
- сравнение результатов измерений и расчетов текущего/прогнозного состояния объектов МТ и окружающей среды;
- анализ результатов геотехнических обследований и установление причин возникновения несоответствия технического состояния объектов МТ проектной документации;
- разработку и сопровождение геоинформационных и информационных систем;
- разработку и актуализацию НД в области геотехнического мониторинга;
- обустройство комплексных контрольных постов на участках ЛЧ МТ и ПС, расположенных на территории распространения многолетнемерзлых грунтов и в районах развития экзогенных и/или эндогенных геологических процессов (землетрясения), для инструментальных измерений планово-высотного положения объектов ЛЧ МТ и ПС, температуры грунтов, уровня грунтовых вод и др.;
- техническое обслуживание установленных средств геотехнического мониторинга;
- формирование заключений и технических отчетов о результатах геотехнического мониторинга, включающих (при необходимости) предложения о компенсирующих мероприятиях и сроках их выполнения.

7.3.6 При выполнении геотехнического мониторинга применяют следующие виды обследований:

- инженерные обследования (топографо-геодезические, рекогносцировочные, геологические и геофизические);
- инструментальные обследования (определение планово-высотного положения объектов обследования, измерение температуры грунтов, измерение уровня грунтовых вод, проверка работоспособности устройств охлаждения грунта);
- аэровизуальные обследования (воздушное лазерное сканирование, дистанционное зондирование земли, аэровидеосъемка с координатной привязкой);
- наземные обследования;
- наземное лазерное сканирование.

7.3.7 Геотехнический мониторинг осуществляют в соответствии с проектной документацией. При отсутствии требований в проектной документации объемы и сроки проведения геотехнического мониторинга устанавливает ЭО.

7.3.8 Допускается изменение объемов и сроков проведения геотехнического мониторинга при наличии соответствующего обоснования, в т. ч. к объемам и срокам, установленным проектной и рабочей документацией.

7.4 Эксплуатационный контроль

7.4.1 Эксплуатационный контроль объектов МТ проводит ЭО.

7.4.2 Эксплуатационный контроль объектов МТ выполняют в соответствии с требованиями законодательств государств, входящих в Содружество Независимых Государств, в плановом порядке согласно эксплуатационным документам в период с даты ввода их в эксплуатацию и до окончания назначенного/расчетного ресурса или срока службы.

7.4.3 Обязанности ЭО, порядок организации эксплуатационного контроля устанавливают в НД ЭО.

7.4.4 Методы и объемы эксплуатационного контроля объектов МТ должны обеспечивать их безопасную и надежную эксплуатацию.

7.4.5 При проведении эксплуатационного контроля объектов МТ выполняют следующие мероприятия:

- техническое обслуживание;
- техническое диагностирование;
- текущий ремонт;
- капитальный ремонт.

7.4.6 Техническое обслуживание, техническое диагностирование, текущий ремонт, капитальный ремонт объектов МТ проводят для обеспечения их надлежащего технического состояния.

Примечание — Под надлежащим техническим состоянием объектов МТ понимают поддержание параметров объектов МТ в соответствии с требованиями технических регламентов, проектной документации.

7.4.7 Порядок проведения эксплуатационного контроля объектов МТ, перечень оборудования и технологических процессов, периодичность, порядок оформления результатов — в соответствии с эксплуатационными документами.

7.4.8 Достаточность эксплуатационного контроля объектов МТ определяют на основе отчетов о выполнении сроков и полноты проведения технического обслуживания, технического диагностирования и ремонта, соблюдения требований НД и технических документов по эксплуатации объектов МТ.

7.4.9 Результаты эксплуатационного контроля объектов МТ учитывают для оценки возможности их дальнейшей эксплуатации».

Пункт 8.1.2. Четвертое перечисление. Заменить слова: «нормативной документацией» на «НД».

Пункт 9.2.4 после слов «автономная электростанция» дополнить словами: «третьей степени автоматизации по ГОСТ 14228».

Пункт 11.1.4. Заменить слова: «нефтепроводы (нефтепродуктопроводы)» на «трубопроводы».

Пункт 11.2.14 исключить.

Пункт 12.1. Четвертое перечисление. Заменить слова: «с лотом» на «с грузом».

Пункт 12.2. Заменить ссылку: «ГОСТ 26976» на «ГОСТ 34396».

Пункт 12.3. Исключить слова: «(товарной нефти)».

Пункт 15.11. Заменить сокращение: «ПЛВА» на «ПМЛЛА».

Пункт 16.2.1. Первое перечисление. Исключить слова: «перехвата воздушных «пробок» после производства плановых и аварийно-восстановительных работ».

Подпункт 16.3.2.8. Заменить слова: «устройств МН для» на «устройств для»;

заменить сокращение: «МН» на «МТ» (2 раза).

Пункт 17.1.2. Одиннадцатое перечисление. Заменить сокращение: «ПЛВА» на «ПМЛЛА».

Пункт 17.1.5 изложить в новой редакции:

«17.1.5 Запрещается эксплуатация любых технических устройств с превышением предельных значений характеристик/параметров, указанных в эксплуатационных документах на них, при наличии неисправности, с истекшим сроком эксплуатации и/или назначенного ресурса, установленного по результатам технического освидетельствования, технического диагностирования или по результатам экспертизы промышленной безопасности».

Пункт 20.1.3. Заменить слово: «мер» на «решений».

Пункты 21.4.1, 21.4.4, 21.6.1 — 21.6.7. Заменить сокращение: «ПЛВА» на «ПМЛЛА».

Приложение А. Девятое перечисление дополнить словом: «реперы»;

дополнить перечислениями:

«- компенсаторы;
- станции геотехнического мониторинга;
- стационарные боновые заграждения».

Приложение Б. Пункт Б.2. Четвертое перечисление. Заменить слово: «нефтепровода» на «трубопровода».

Ключевые слова. Заменить слова: «магистральный нефтепровод», «магистральный нефтепродуктопровод» на «магистральный трубопровод»;

дополнить словами: «геотехнический мониторинг, испытания».

Поправка к Изменению № 1 ГОСТ 34182—2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения (см. ИУС № 4—2024)

В каком месте	Напечатано	Должно быть
За принятие изменения проголосовали национальные органы по стандартизации следующих государств:	AM, BY, KG, RU, TJ, UZ	AM, BY, KZ, KG, RU, TJ, UZ

(ИУС № 4 2026 г.)

МКС 19.100

Изменение № 1 ГОСТ 34182—2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения

Принято Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол № 164-П от 31.08.2023)

Зарегистрировано Бюро по стандартам МГС № 16958

За принятие изменения проголосовали национальные органы по стандартизации следующих государств: AM, BY, KG, RU, UZ [коды альфа-2 по МК (ИСО 3166) 004]

Дату введения в действие настоящего изменения устанавливают указанные национальные органы по стандартизации*

Содержание. Наименование раздела 7 изложить в новой редакции: «7 Техническое диагностирование, эксплуатационный контроль, геотехнический мониторинг и испытания»;

дополнить словами:

«7.3 Геотехнический мониторинг

7.4 Эксплуатационный контроль».

Наименование стандарта на английском языке. Заменить слова: «Oil and oil products trunk pipeline transportation» на «Trunk pipeline transport of oil and oil products».

Пункт 1.1. Первое, третье, шестое перечисления. Заменить слова: «магистральных нефтепроводов (нефтепродуктопроводов)» на «магистрального трубопровода»;

второе перечисление изложить в новой редакции:

«- порядку организации и выполнения работ по техническому диагностированию, ремонту и техническому обслуживанию объектов магистрального трубопровода, эксплуатационному контролю»;

четвертое, седьмое перечисления. Заменить слова: «на магистральных нефтепроводах (нефтепродуктопроводах)» на «на магистральном трубопроводе»;

дополнить перечислениями:

«- проведению работ по геотехническому мониторингу объектов магистрального трубопровода, эксплуатируемых в сложных природно-климатических условиях;

- надежности, производственной деятельности объектов магистрального трубопровода;

- эксплуатационным параметрам;

- предотвращению аварий и инцидентов и локализации их последствий;

- показателям энергоемкости и энергетической эффективности».

Пункт 1.2 изложить в новой редакции:

«1.2 Настоящий стандарт распространяется на магистральные трубопроводы и их объекты, в том числе расположенные на территории населенных пунктов».

Пункт 1.3. Первое перечисление. Заменить слова: «нефтепроводы (нефтепродуктопроводы)» на «трубопроводы»;

четвертое перечисление. Исключить слова: «и технологические».

Раздел 2. ГОСТ 8.010. Заменить слово: «Методика» на «Методики»;

заменить ссылку: «ГОСТ 26976[3)] Нефть и нефтепродукты. Метод измерения массы» на «ГОСТ 34396 Системы измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия»;

сноску [3)] исключить;

дополнить ссылками:

«ГОСТ 14228[1)] Дизели и газовые двигатели автоматизированные. Классификация по объему автоматизации

ГОСТ 34823 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Организация и производство строительно-монтажных работ на территории распространения многолетнемерзлых грунтов»;

дополнить сноской «[1)]»:

«

[1)] В Российской Федерации действует ГОСТ Р 55437—2013 «Двигатели внутреннего сгорания поршневые. Классификация по объему автоматизации и технические требования к автоматизации».

* Дата введения в действие на территории Российской Федерации — 2024—01—01.

Пункт 3.1. Заменить слова: «нефтепроводов или нефтепродуктопроводов» на «трубопроводов».

Пункты 3.3, 3.5, 3.6 изложить в новой редакции:

«3.3

ввод в эксплуатацию объекта магистрального трубопровода: Документально оформленное собственником магистрального трубопровода событие, фиксирующее начало использования объекта магистрального трубопровода по назначению.

[ТР ЕАЭС 049/2020, раздел II, пункт 5]

»;

«3.5

внутритрубное диагностирование: Вид технического диагностирования, состоящего из комплекса работ, обеспечивающих получение информации о дефектах и особенностях стенки трубопровода, сварных швов и их местоположении с использованием внутритрубных инспекционных приборов, в которых реализованы соответствующие методы неразрушающего контроля.

[ТР ЕАЭС 049/2020, раздел II, пункт 5]

3.6

внутритрубный инспекционный прибор: Устройство, перемещаемое внутри трубопровода, снабженное средствами контроля и регистрации данных о дефектах и особенностях стенки трубопровода, сварных швов и их местоположении.

[ТР ЕАЭС 049/2020, раздел II, пункт 5]

».

Пункт 3.11. Заменить слова: «нефтепроводу или нефтепродуктопроводу» на «трубопроводу».

Пункт 3.14. Заменить слова: «нефтепровода или нефтепродуктопровода» на «трубопровода».

Пункт 3.15. Заменить слова: «нефтепровод или нефтепродуктопровод» на «трубопровод».

Пункты 3.17, 3.18 изложить в новой редакции:

«3.17

линейная часть магистрального трубопровода (для транспортирования нефти и нефтепродуктов): Объект магистрального трубопровода, предназначенный для перемещения транспортируемых нефти/нефтепродуктов, включающий в себя собственно трубопровод, вдольтрассовые линии электропередачи, кабельные линии и сооружения связи, устройства электрохимической защиты от коррозии и иные сооружения и технические устройства, обеспечивающие его эксплуатацию.

[ГОСТ 34826—2022, статья 3.23]

3.18

магистральный трубопровод (для транспортирования нефти и нефтепродуктов): Единый производственно-технологический комплекс, предназначенный для транспортирования подготовленной нефти и нефтепродуктов от пунктов приема до пунктов сдачи потребителям или перевалки их на автомобильный, железнодорожный или водный транспорт, состоящий из конструктивно и технологически взаимосвязанных объектов, включая сооружения и здания, используемые для целей обслуживания и управления объектами магистрального трубопровода.

[ГОСТ 34826—2022, статья 3.24]

».

Пункты 3.21, 3.23, 3.26, 3.38, 3.62 исключить.

Пункт 3.22. Заменить слова: «нормативно-технической документации» на «нормативных и технических документов».

Пункты 3.27 и 3.31 изложить в новой редакции:

«3.27

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

[ГОСТ 34826—2022, статья 3.29]

»;

«3.31

охранная зона: Территория или акватория с особыми условиями использования, прилегающая к объектам магистрального трубопровода, предназначенная для обеспечения безопасности объектов магистрального трубопровода и создания необходимых условий их эксплуатации, в пределах которой ограничиваются или запрещаются виды деятельности, несовместимые с целями ее установления.

[ТР ЕАЭС 049/2020, раздел II, пункт 5]

».

Пункт 3.32. Заменить слова: «нефтепровода [нефтепродуктопровода]» на «трубопровода»; «нефти [нефтепродукта]» на «нефти, нефтепродуктов».

Пункты 3.33, 3.43, 3,45, 3.46, 3.48, 3.49 изложить в новой редакции:

«3.33

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, статья 3.16]

»;

«3.43

пункт подогрева нефти: Объект магистрального трубопровода, предназначенный для подогрева перекачиваемой нефти с целью снижения ее вязкости при транспортировании по магистральному трубопроводу.

[ТР ЕАЭС 049/2020, раздел II, пункт 5]

»;

«3.45

резервуар (для нефти/нефтепродуктов): Сооружение, предназначенное для приема, накопления и сдачи нефти/нефтепродуктов.

Примечание — Резервуары в ряде случаев можно использовать для измерения объема и/или хранения нефти/нефтепродуктов.

[ГОСТ 34737—2021, статья 3.29]

3.46

резервуарный парк: Комплекс взаимосвязанных резервуаров и связанного с ним технологического оборудования, предназначенный для приема, накопления и сдачи нефти/нефтепродуктов.

[ГОСТ 1510—2022, статья 3.56]

»;

«3.48

система измерений количества и показателей качества нефти [нефтепродуктов]: Совокупность функционально объединенных средств измерений, системы сбора и обработки информации, технологического и иного оборудования, предназначенная для прямых или косвенных динамических измерений массы и показателей качества нефти [нефтепродуктов].

[ГОСТ 34396—2018, статья 3.10]

3.49 **система электрохимической защиты:** Комплекс средств электрохимической защиты, установленный на всем протяжении магистрального трубопровода и предназначенный для защиты от коррозионных рисков».

Пункт 3.50. Заменить слова: «нефтепроводов [нефтепродуктопроводов]» на «трубопроводов».

Пункт 3.51. Заменить слова: «нормативно-технической документации» на «нормативных и технических документах».

Пункт 3.53. Заменить слова: «нормативной документацией» на «нормативными документами».

Пункты 3.52 и 3.54 изложить в новой редакции:

«3.52

технический коридор магистральных трубопроводов: Территория, на которой проложены в одном направлении не менее двух трубопроводов с соприкасающимися охранными зонами, которые входят в линейные части соответствующих магистральных трубопроводов, или участки этих трубопроводов, и которая ограничена с внешних сторон охранными зонами линейных частей магистральных трубопроводов.

[ТР ЕАЭС 049/2020, раздел II, пункт 5]

»;

«3.54

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 узлов регулирования давления, узлов учета нефти/нефтепродуктов;
- обеспечения топливом котельной нефтеперекачивающих/нефтепродуктоперекачивающих станций.

[ГОСТ 34737—2021, статья 3.35]

».

Пункт 3.57. Заменить слово: «нефтепровода» на «трубопровода».

Пункт 3.58. Заменить слова: «по системе магистральных нефтепроводов или нефтепродуктопроводов» на «по магистральному трубопроводу».

Пункт 3.61. Заменить слова: «нефтепроводе или нефтепродуктопроводе» на «трубопроводе».

Пункт 3.63. Заменить слова: «нефтепроводов или нефтепродуктопроводов» на «трубопроводов».

Пункты 3.65, 3.66 изложить в новой редакции:

«3.65

эксплуатация магистрального трубопровода: Деятельность по обеспечению функционирования магистрального трубопровода в соответствии с эксплуатационной документацией, включающая в себя в том числе техническое обслуживание, ремонт, техническое диагностирование и оперативно-диспетчерское управление.

[ТР ЕАЭС 049/2020, раздел II, пункт 5]

3.66

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.

[ТР ЕАЭС 049/2020, раздел II, пункт 5]

».

Пункт 3.67. Заменить слова: «нефтепровода или нефтепродуктопровода» на «трубопровода»; «нефтепровод или нефтепродуктопровод» на «трубопровод».

Раздел 3 дополнить пунктами 3.68—3.76:

«3.68 **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, устанавливаются в проектной документации.

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

3.69

нефть: Жидкая природная ископаемая смесь углеводородов широкого физико-химического состава, подготовленная к транспортировке магистральным трубопроводом, железнодорожным, автомобильным и водным транспортом и (или) к использованию в качестве сырья на нефтеперерабатывающих и нефтехимических производствах.

[ТР ЕАЭС 045/2017, раздел II, пункт 4]

3.70

приемка объекта магистрального трубопровода: Форма оценки соответствия завершенного строительством (реконструкцией) объекта магистрального трубопровода проектной документации, требованиям настоящего технического регламента, других технических регламентов Союза, действие которых на него распространяется, подтверждающая готовность объекта магистрального трубопровода к вводу в эксплуатацию.

[ТР ЕАЭС 049/2020, раздел II, пункт 5]

3.71

ремонт: Комплекс технологических операций и организационных действий по восстановлению работоспособности, исправности и ресурса объекта и/или его составных частей.

Примечание — Ремонт включает операции локализации, диагностирования, устранения неисправности и контроль функционирования.

[ГОСТ 18322—2016, статья 2.1.2]

3.72

репер: Геодезический знак, закрепляющий пункт нивелирной сети.

[ГОСТ 24846—2019, статья 3.18]

3.73 **сложные геологические условия:** Условия, характеризующиеся наличием в основании объекта магистрального трубопровода многолетнемерзлых и/или специфических грунтов либо развитием и/или наличием риска возникновения и развития на территории расположения объекта магистрального трубопровода геологических и инженерно-геологических процессов.

3.74 **сохраняемость:** Свойство объекта сохранять в заданных пределах значения параметров, характеризующих способность объекта выполнять требуемые функции в течение срока службы.

3.75

текущий ремонт: Плановый ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспособности объекта и состоящий в замене и/или восстановлении отдельных легкодоступных его частей.

[ГОСТ 18322—2016, статья 2.3.9]

3.76 **эксплуатационный контроль:** Форма оценки соответствия, предусматривающая выполнение комплекса мероприятий, направленных на выявление и устранение несоответствий требованиям настоящего стандарта при эксплуатации объектов магистрального трубопровода».

Раздел 4. Исключить слова:

«МН — магистральный нефтепровод;

МНПП — магистральный нефтепродуктопровод»;

заменить слова:

«МТ — магистральный трубопровод» на «МТ — магистральный трубопровод для транспортировки нефти и нефтепродуктов»;

«ПЛВА — план ликвидации возможных аварий» на «ПМЛЛА — план мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий[1)]»;

дополнить сноской «[1)]»:

«———————

[1)] В Республике Беларусь в соответствии со статьей 16 Закона Республики Беларусь «О магистральном трубопроводном транспорте» применяют сокращение «ПЛЛИА — план локализации и ликвидации инцидентов и аварий»;

дополнить словами:

«ЭО — эксплуатирующая организация».

Пункт 5.1.1. Заменить слова: «МН, МНПП (далее — МТ)» на «МТ».

Пункт 5.1.10 после слов «проектной документации» дополнить словами: «техническим условиям на подключение (при наличии)».

Подраздел 5.1 дополнить пунктом 5.1.10а:

«5.1.10а Если НД или проектной документацией для оценки качества строительства предусмотрено внутритрубное диагностирование ЛЧ МТ, то приемку ЛЧ МТ осуществляют после проведения внутритрубного диагностирования ЛЧ МТ и устранения выявленных дефектов по результатам дополнительного дефектоскопического контроля».

Пункт 5.1.14 изложить в новой редакции:

«5.1.14 Проектная и исполнительная документация на строительство/реконструкцию МТ, эксплуатационные документы, а также материалы расследования аварий и инцидентов должны храниться у собственника МТ или в ЭО в течение всего срока его эксплуатации».

Пункт 5.2.2. Исключить слова: «(далее — ЭО)».

Пункт 5.2.3 дополнить перечислением:

«- своевременное проведение геотехнического мониторинга объектов МТ, эксплуатируемых в сложных инженерно-геологических условиях».

Пункт 5.2.4. Первое перечисление после слова «диагностическими» дополнить словом: «, геотехническими»;

третье перечисление. Заменить слова: «нормативной документацией» на «НД».

Пункт 5.2.5 после слов «технического диагностирования» дополнить словами: «, геотехнического мониторинга».

Пункт 5.2.6. Заменить слово: «сохранности» на «сохраняемости».

Пункт 5.2.7 изложить в новой редакции:

«5.2.7 Расчет потерь нефти/нефтепродуктов, вызванных нарушением положений НД, устанавливающих требования к эксплуатации оборудования, технологическим процессам, а также авариями, хищениями, за исключением технологических потерь, следует проводить согласно НД, принятым в ЭО».

Подпункт 5.2.10.1. После шестого перечисления дополнить перечислением:

«- предупреждающий знак «Внимание нефтепродуктопровод! Проезд здесь!»;

после восьмого перечисления дополнить перечислением:

«- предупреждающий знак «Огнеопасно нефтепродуктопровод! (наименование оборудования на ЛЧ МТ)»;

девятое перечисление. Исключить слово: «(нефтепродуктопровод)»;

после девятого перечисления дополнить перечислением: «- запрещающий знак «Внимание нефтепродуктопровод! Движение техники запрещено!».

Пункт 5.3.1. Заменить слова: «Нормативной документацией являются технические документы» на «К НД допускается относить документы».

Пункты 5.3.2 и 5.3.5. Заменить слова: «Нормативную документацию» на «НД».

Пункт 5.3.3. Заменить слова: «Нормативная документация» на «НД».

Пункт 5.3.4. Заменить слова: «нормативной документации» на «НД».

Подраздел 5.3 дополнить пунктом 5.3.6:

«5.3.6 Разработку, внесение изменений и хранение НД выполняют на бумажных носителях и/или в электронном виде в базе данных информационной системы ЭО, позволяющем вывод в печатной форме по определенному шаблону».

Пункт 6.1.2. Заменить слова: «нормативной документации» на «НД».

Подпункт 6.2.1.2 дополнить перечислением:

«- определение и уточнение фактической глубины заложения трубопровода».

Подпункт 6.2.1.5. Заменить слова: «постоянный вдольтрассовый проезд (дорога)» на «доступ (проезд, дорога)».

Подпункт 6.2.1.6. Перечисление д). Перечисление 3) дополнить примечанием:

«Примечание — В Республике Беларусь в соответствии с «Правилами охраны сооружений связи и радиофикации в Республике Беларусь» на расстояние вдоль трассы кабеля связи — шириной не менее 4 м (по 2 м с каждой стороны от кабеля связи)»;

дополнить перечислениями е), ж):

«е) от защитных сооружений — 3 м от обвалования амбара и 3 м от основания вала или бровки отводной канавы;

ж) от реперов — 15 м».

Подпункт 6.2.2.1 дополнить перечислением:

«- вокруг границ грунтовых реперов — внешние края окопки, ограды, валы из камней (при их отсутствии — наружные основания знаков) — 1 м».

Подпункт 6.2.2.2. Первое перечисление после слова «пункты» дополнить словом: «, реперы».

Подпункт 6.2.2.3. Заменить слова: «сохранности» на «сохраняемости»; «сохранность» на «сохраняемость».

Пункт 6.2.2 дополнить подпунктом 6.2.2.8:

«6.2.2.8 Порядок установления охранных зон МТ в населенных пунктах — в соответствии с НД».

Подпункт 6.2.3.4 исключить.

Подпункт 6.2.4.2 дополнить словами:

«Допускается подземная установка вантузов без ограждения».

Подпункт 6.2.4.8. Второй абзац. Заменить слова: «Не менее одного раза в месяц» на «В сроки, указанные в руководстве по эксплуатации, при отсутствии требований изготовителей — один раз в шесть месяцев при подготовке к работе в осенне-зимний и весенне-летний сезоны».

Подпункт 6.2.4.9 изложить в новой редакции:

«6.2.4.9 Проверку сальникового уплотнения, нажимной втулки, донабивку или замену сальникового уплотнения (при необходимости), обтяжку всех фланцевых соединений проводят один раз в год».

Подпункт 6.2.5.8 после слов «от двух» дополнить словом: «независимых».

Подпункт 6.2.5.9 изложить в новой редакции:

«6.2.5.9 Контроль герметичности запорной арматуры переходов трубопровода через водные преграды должен осуществляться не реже одного раза в шесть месяцев в соответствии с годовым графиком».

Подпункт 6.3.2.6 после слов «Гидравлические испытания» дополнить словами: «основных и».

Подпункт 6.3.2.9. Заменить слова: «оборудования запорно-регулирующей арматуры» на «оборудования с арматурой»;

дополнить абзацем:

«В технологических схемах площадочных объектов МТ должны быть приведены:

- все трубопроводы, в том числе основные (линии всасывания и напора насосов, технологические трубопроводы) и вспомогательные (линии дренажа, откачки утечек, аварийного сброса и др.) технологические трубопроводы, с указанием номинального диаметра, толщины стенки, направления движения нефти/нефтепродуктов и уклонов;

- основное и вспомогательное механо-технологическое оборудование;

- запорная, предохранительная и регулирующая арматура, обратные затворы;

- резервуары и емкости;

- СИКН;

- пробозаборные устройства;

- узлы пуска, пропуска, приема средств очистки и диагностирования с установленными сигнализаторами прохождения ВУ;

- точки контроля и измерения давления, температуры, плотности, вязкости и расхода нефти/нефтепродуктов;

- узлы ввода противотурбулентной присадки;

- высотные отметки осей магистральных и подпорных насосных агрегатов, днищ каждого резервуара».

Пункт 6.3.2 дополнить подпунктом 6.3.2.10:

«6.3.2.10 Все приведенные на технологической схеме элементы должны иметь технологические номера».

Подпункт 6.3.3.1. Исключить слова: «в соответствии с проектной документацией и».

Подпункт 6.3.3.4 после слов «срока службы» дополнить словами: «периодических осмотров и обследований (периодичность проведения — в соответствии с эксплуатационными документами, разработанными ЭО)».

Подпункт 6.3.3.5 дополнить словами:

«Информацию о проведенных ремонтах хранят в ЭО в течение всего срока эксплуатации резервуара».

Подпункт 6.3.4.2, пункт 6.5.1. Заменить слово: «сохранности» на «сохраняемости».

Пункт 6.5.3 изложить в новой редакции:

«6.5.3 К трубам, оборудованию и материалам аварийного запаса должны быть приложены документы о качестве (паспорт и/или сертификат качества), инструкции/руководства по эксплуатации, а также сертификаты соответствия и/или декларации о соответствии, если их оформление предусмотрено требованиями технических регламентов на продукцию».

Пункт 6.5.4. Заменить слова: «актов» на «сведений о результатах» (2 раза); «в нефтепровод» на «в трубопровод».

Подраздел 6.6 дополнить пунктом 6.6.5:

«6.6.5 Итоги подготовки объектов МТ к устойчивой работе в период весеннего паводка и осенне-зимний период следует внести в паспорт готовности к устойчивой работе в период весеннего паводка и осенне-зимний период, форму которого устанавливает ЭО».

Раздел 7. Наименование изложить в новой редакции:

«**7 Техническое диагностирование, эксплуатационный контроль, геотехнический мониторинг и испытания**».

Пункт 7.1.1. Исключить слова: «ЛЧ»; «и их объектов, определения назначенного срока службы».

Пункт 7.1.2. Четвертое перечисление. Исключить слова: «и вспомогательные».

Пункт 7.1.4. Второе перечисление. Заменить слова: «и вспомогательных нефтепроводов (нефтепродуктопроводов)» на «трубопроводов».

Пункт 7.1.5. Первое перечисление. Заменить слова: «технологических нефтепроводов (нефтепродуктопроводов) и вспомогательных нефтепроводов (нефтепродуктопроводов)» на «технологических трубопроводов»;

девятое перечисление исключить.

Пункт 7.1.6. Четвертое перечисление. Заменить слова: «и вспомогательных нефтепроводов (нефтепродуктопроводов)» на «трубопроводов».

Пункт 7.1.8. Заменить слова: «по заявке организации» на «по заявке на проведение экспертизы промышленной безопасности организации».

Пункт 7.2.3. Первый абзац. Заменить слова: «действующих ЛЧ МТ» на «действующих участков ЛЧ МТ»; «внутритрубное» на «техническое».

Раздел 7 дополнить подразделами 7.3 и 7.4:

«**7.3 Геотехнический мониторинг**

7.3.1 Цель геотехнического мониторинга:

- обеспечение контроля за техническим состоянием объектов МТ, выявление потенциально опасных природных факторов;
- обеспечение надежной и безопасной эксплуатации объектов МТ;
- предотвращение негативного воздействия природных факторов на объекты МТ;
- разработка компенсирующих мероприятий;
- поддержание технического состояния объектов МТ в соответствии с НД и техническими документами.

7.3.2 Геотехническому мониторингу подлежат объекты МТ, эксплуатируемые в сложных геологических условиях, а именно:

а) объекты ЛЧ МТ (трубопроводы подземной/надземной прокладки, опоры трубопроводов подземной/надземной прокладки, запорная арматура, камеры пуска и приема средств очистки и диагностирования, опоры вдольтрассовых линий электропередачи и т. д.);

б) площадочные объекты МТ (ПС, включая здания и сооружения, технологические трубопроводы, основное и вспомогательное оборудование, установки и другие устройства);

в) объекты внешнего электроснабжения.

7.3.3 На объектах МТ применяют следующие виды геотехнического мониторинга:

- геотехнический мониторинг вновь строящихся объектов МТ;
- геотехнический мониторинг эксплуатируемых объектов МТ.

7.3.4 Проведение геотехнического мониторинга вновь строящихся объектов МТ — по ГОСТ 34823.

7.3.5 При геотехническом мониторинге эксплуатируемых объектов МТ осуществляют:

- формирование программы геотехнического мониторинга;
- геотехническое обследование объектов геотехнического мониторинга, включающее проведение инженерных обследований (при необходимости), инструментальных измерений, аэровизуальных и наземных обследований для определения фактических параметров объектов МТ, окружающей среды;
- сравнение и анализ результатов инструментальных измерений с данными проектной, рабочей, исполнительной документации и с результатами измерений нулевого цикла.

Примечание — Под нулевым циклом принимают первичные результаты измерений, являющиеся «нулевыми» для последующих измерений;

- расчет текущего и прогнозного состояния объектов МТ;
- сравнение результатов измерений и расчетов текущего/прогнозного состояния объектов МТ и окружающей среды;
- анализ результатов геотехнических обследований и установление причин возникновения несоответствия технического состояния объектов МТ проектной документации;
- разработку и сопровождение геоинформационных и информационных систем;
- разработку и актуализацию НД в области геотехнического мониторинга;
- обустройство комплексных контрольных постов на участках ЛЧ МТ и ПС, расположенных на территории распространения многолетнемерзлых грунтов и в районах развития экзогенных и/или эндогенных геологических процессов (землетрясения), для инструментальных измерений планово-высотного положения объектов ЛЧ МТ и ПС, температуры грунтов, уровня грунтовых вод и др.;
- техническое обслуживание установленных средств геотехнического мониторинга;
- формирование заключений и технических отчетов о результатах геотехнического мониторинга, включающих (при необходимости) предложения о компенсирующих мероприятиях и сроках их выполнения.

7.3.6 При выполнении геотехнического мониторинга применяют следующие виды обследований:

- инженерные обследования (топографо-геодезические, рекогносцировочные, геологические и геофизические);
- инструментальные обследования (определение планово-высотного положения объектов обследования, измерение температуры грунтов, измерение уровня грунтовых вод, проверка работоспособности устройств охлаждения грунта);
- аэровизуальные обследования (воздушное лазерное сканирование, дистанционное зондирование земли, аэровидеосъемка с координатной привязкой);
- наземные обследования;
- наземное лазерное сканирование.

7.3.7 Геотехнический мониторинг осуществляют в соответствии с проектной документацией. При отсутствии требований в проектной документации объемы и сроки проведения геотехнического мониторинга устанавливает ЭО.

7.3.8 Допускается изменение объемов и сроков проведения геотехнического мониторинга при наличии соответствующего обоснования, в т. ч. к объемам и срокам, установленным проектной и рабочей документацией.

7.4 Эксплуатационный контроль

7.4.1 Эксплуатационный контроль объектов МТ проводит ЭО.

7.4.2 Эксплуатационный контроль объектов МТ выполняют в соответствии с требованиями законодательств государств, входящих в Содружество Независимых Государств, в плановом порядке согласно эксплуатационным документам в период с даты ввода их в эксплуатацию и до окончания назначенного/расчетного ресурса или срока службы.

7.4.3 Обязанности ЭО, порядок организации эксплуатационного контроля устанавливают в НД ЭО.

7.4.4 Методы и объемы эксплуатационного контроля объектов МТ должны обеспечивать их безопасную и надежную эксплуатацию.

7.4.5 При проведении эксплуатационного контроля объектов МТ выполняют следующие мероприятия:

- техническое обслуживание;
- техническое диагностирование;
- текущий ремонт;
- капитальный ремонт.

7.4.6 Техническое обслуживание, техническое диагностирование, текущий ремонт, капитальный ремонт объектов МТ проводят для обеспечения их надлежащего технического состояния.

Примечание — Под надлежащим техническим состоянием объектов МТ понимают поддержание параметров объектов МТ в соответствии с требованиями технических регламентов, проектной документации.

7.4.7 Порядок проведения эксплуатационного контроля объектов МТ, перечень оборудования и технологических процессов, периодичность, порядок оформления результатов — в соответствии с эксплуатационными документами.

7.4.8 Достаточность эксплуатационного контроля объектов МТ определяют на основе отчетов о выполнении сроков и полноты проведения технического обслуживания, технического диагностирования и ремонта, соблюдения требований НД и технических документов по эксплуатации объектов МТ.

7.4.9 Результаты эксплуатационного контроля объектов МТ учитывают для оценки возможности их дальнейшей эксплуатации».

Пункт 8.1.2. Четвертое перечисление. Заменить слова: «нормативной документацией» на «НД».

Пункт 9.2.4 после слов «автономная электростанция» дополнить словами: «третьей степени автоматизации по ГОСТ 14228».

Пункт 11.1.4. Заменить слова: «нефтепроводы (нефтепродуктопроводы)» на «трубопроводы».

Пункт 11.2.14 исключить.

Пункт 12.1. Четвертое перечисление. Заменить слова: «с лотом» на «с грузом».

Пункт 12.2. Заменить ссылку: «ГОСТ 26976» на «ГОСТ 34396».

Пункт 12.3. Исключить слова: «(товарной нефти)».

Пункт 15.11. Заменить сокращение: «ПЛВА» на «ПМЛЛА».

Пункт 16.2.1. Первое перечисление. Исключить слова: «перехвата воздушных «пробок» после производства плановых и аварийно-восстановительных работ».

Подпункт 16.3.2.8. Заменить слова: «устройств МН для» на «устройств для»;

заменить сокращение: «МН» на «МТ» (2 раза).

Пункт 17.1.2. Одиннадцатое перечисление. Заменить сокращение: «ПЛВА» на «ПМЛЛА».

Пункт 17.1.5 изложить в новой редакции:

«17.1.5 Запрещается эксплуатация любых технических устройств с превышением предельных значений характеристик/параметров, указанных в эксплуатационных документах на них, при наличии неисправности, с истекшим сроком эксплуатации и/или назначенного ресурса, установленного по результатам технического освидетельствования, технического диагностирования или по результатам экспертизы промышленной безопасности».

Пункт 20.1.3. Заменить слово: «мер» на «решений».

Пункты 21.4.1, 21.4.4, 21.6.1 — 21.6.7. Заменить сокращение: «ПЛВА» на «ПМЛЛА».

Приложение А. Девятое перечисление дополнить словом: «реперы»;

дополнить перечислениями:

«- компенсаторы;
- станции геотехнического мониторинга;
- стационарные боновые заграждения».

Приложение Б. Пункт Б.2. Четвертое перечисление. Заменить слово: «нефтепровода» на «трубопровода».

Ключевые слова. Заменить слова: «магистральный нефтепровод», «магистральный нефтепродуктопровод» на «магистральный трубопровод»;

дополнить словами: «геотехнический мониторинг, испытания».

Поправка к ГОСТ 34182—2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения (см. Изменение № 1, ИУС № 1—2024)

В каком месте	Напечатано	Должно быть
За принятие изменения проголосовали национальные органы по стандартизации следующих государств:	AM, BY, KG, RU, UZ	AM, BY, KG, RU, TJ, UZ

(ИУС № 4 2024 г.)