ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 55435— 2013

Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов

ЭКСПЛУАТАЦИЯ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

Основные положения

ISO 13623:2009
(NEQ)

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2014

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт транспорта нефти и нефтепродуктов» (ООО «НИИ ТНН»)

2 ВНЕСЕН Подкомитетом ПК 7 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов» Технического комитета по стандартизации ТК 23 «Техника и технологии добычи и переработки нефти и газа»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 мая 2013 г. № 121-ст

4 Настоящий стандарт разработан с учетом основных нормативных положений международного стандарта ИСО 13623:2009 «Нефтяная и газовая промышленность. Системы транспортирования по трубопроводам» (ISO 13623:2009 «Petroleum and natural gas industries — Pipeline transportation systems», NEQ)

5 В настоящем стандарте реализованы нормы Федерального закона от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании» и других нормативных правовых актов Российской Федерации

6 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

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

© Стандартинформ, 2014

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

Содержание

1 Область применения . . . 1
2 Нормативные ссылки . . . 1
3 Термины и определения . . . 2
4 Сокращения . . . 7
5 Общие требования к приемке в эксплуатацию, эксплуатации и технологическим регламентам эксплуатации МН (МНПП) . . . 7
5.1 Приемка в эксплуатацию МН (МНПП) и их объектов . . . 7
5.2 Эксплуатация МН (МНПП) и их объектов . . . 8
5.3 Требования к технологическим регламентам эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту МН (МНПП) и их объектов . . . 9
6 Техническое обслуживание и ремонт МН (МНПП) и их объектов . . . 10
6.1 Общие требования . . . 10
6.2 Техническое обслуживание и ремонт линейной части МН (МНПП) и их объектов . . . 10
6.3 Техническое обслуживание и ремонт перекачивающих станций (терминалов, ПСП, железнодорожных и автомобильных эстакад) . . . 14
6.4 Аварийный запас труб, материалов и оборудования . . . 16
6.5 Подготовка МН (МНПП) к эксплуатации в осенне-зимних условиях и условиях весеннего паводка . . . 16
7 Техническое диагностирование и испытания МН (МНПП) и их объектов . . . 17
7.1 Техническое диагностирование и техническое освидетельствование . . . 17
7.2 Переиспытания эксплуатируемых МН (МНПП) и их объектов . . . 18
8 Ремонтные работы на МН (МНПП) и их объектах . . . 19
8.1 Определение вида ремонтных работ . . . 19
8.2 Организация проведения ремонтных работ на объектах линейной части МН (МНПП) . . . 19
8.3 Организация ремонтных работ оборудования, зданий и сооружений перекачивающей станции (терминала, ПСП, железнодорожной и автомобильной эстакад, резервуарного парка, морского терминала) . . . 19
9 Вывод из эксплуатации объектов МН (МНПП) . . . 20
10 Электроснабжение, теплоснабжение, молниезащита и защита от статического электричества объектов МН (МНПП) . . . 21
10.1 Общие положения . . . 21
10.2 Электроснабжение . . . 22
10.3 Теплоснабжение . . . 22
10.4 Молниезащита и защита от статического электричества . . . 23
11 Энергетическая эффективность объектов МН (МНПП) . . . 24
12 Защита от коррозии линейной части и объектов МН (МНПП) . . . 25
12.1 Общие требования . . . 25
12.2 Требования к эксплуатации средств ЭХЗ и контролю защищенности МН (МНПП) от коррозии . . . 25
13 Технические средства и устройства, обеспечивающие определение количества и показателей качества нефти (нефтепродуктов) . . . 27
14 Метрологическое обеспечение производственной деятельности . . . 27
15 Автоматизированная система управления технологическим процессом транспорта нефти (нефтепродуктов) по МН (МНПП) . . . 28
15.1 Общие положения . . . 28
15.2 Эксплуатация АСУ ТП . . . 28
15.3 Техническое обслуживание АСУ ТП . . . 29
16 Оперативно-производственная и технологическая связь . . . 29
17 Организация и обеспечение транспортировки нефти (нефтепродуктов) по МН (МНПП) . . . 29
17.1 Требования к технологическим режимам работы МН (МНПП) . . . 29
17.2 Ведение технологических процессов . . . 30
17.3 Организация перекачки нефти (нефтепродуктов) в особых условиях . . . 31
17.4 Диспетчерское управление МН (МНПП) . . . 32

18 Промышленная, пожарная безопасность и охрана труда на объектах МН (МНПП) 34
18.1 Общие требования к промышленной безопасности 34
18.2 Общие требования пожарной безопасности 34
18.3 Общие требования по охране труда 35
19 Экологическая безопасность эксплуатации МН (МНПП) 35
20 Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций на объектах МН (МНПП) 36
21 Охрана объектов МН (МНПП) 37
21.1 Основные положения 37
21.2 Силы охраны объектов МН (МНПП) 38
21.3 Оборудование объектов МН (МНПП) комплексами инженерно-технических средств охраны . . . 38
21.4 Оборудование объектов линейной части МН (МНПП) комплексами инженерно-технических средств охраны 39
22 Ликвидация аварий и отказов на объектах МН (МНПП) 40
22.1 Готовность эксплуатирующей организации к ликвидации аварий и отказов на объектах МН (МНПП) 40
22.2 Состав сил и средств для выполнения работ по ликвидации аварий и инцидентов 41
22.3 Организация работ по ликвидации аварий и инцидентов 41
22.4 Проведение работ по ликвидации аварий и инцидентов 42
22.5 План предупреждения и ликвидации разливов нефти (нефтепродуктов) 42
22.6 План ликвидации возможных аварий 42
23 Квалификационные требования к персоналу объектов МН (МНПП) 43
Приложение А (обязательное) Перечень объектов и сооружений, входящих в состав линейной части МН (МНПП) 44
Приложение Б (обязательное) Оперативно-производственные и технологические виды связи 45
Библиография 46

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов

ЭКСПЛУАТАЦИЯ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

Основные положения

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

Дата введения — 2013—11—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает нормы и требования к:

- эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту сооружений и оборудования магистральных нефтепроводов (нефтепродуктопроводов);
- технологическим регламентам эксплуатации магистральных нефтепроводов (нефтепродуктопроводов);
- порядку организации и выполнения работ по диагностированию, ремонту и ликвидации аварий и инцидентов на объектах магистральных нефтепроводов (нефтепродуктопроводов);
- защите от коррозии линейной части и объектов магистральных нефтепроводов (нефтепродуктопроводов);
- метрологическому обеспечению средств измерения 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 работ по эксплуатации и техническому обслуживанию магистральных нефтепроводов (нефтепродуктопроводов);
- организации работ по диспетчеризации транспорта нефти (нефтепродуктов);
- квалификации персонала.

1.2 При выполнении работ, не регламентированных настоящим стандартом, организации, эксплуатирующие магистральные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы, должны руководствоваться требованиями действующего законодательства Российской Федерации в области технического регулирования и внутренними нормативными документами эксплуатирующей организации.

1.3 Настоящий стандарт распространяется на действующие и находящиеся в консервации магистральные нефтепроводы (нефтепродуктопроводы) и их объекты.

1.4 Требования настоящего стандарта не распространяются на трубопроводы для транспортирования сжиженных углеводородных газов и их смесей, конденсата нефтяного газа и других сжиженных углеводородов с давлением насыщенных паров при температуре 20 °С свыше 0,2 МПа, нефтепроводы (нефтепродуктопроводы) с многофазным продуктом перекачки (жидкость с газом).

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 8.346—2000 Государственная система обеспечения единства измерений. Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические. Методика поверки

Издание официальное

ГОСТ 8.570—2000 Государственная система обеспечения единства измерений. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки

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

ГОСТ 17.1.3.05—82 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами

ГОСТ 17.1.3.10—83 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами при транспортировании по трубопроводу

ГОСТ 20911—89 Техническая диагностика. Термины и определения

ГОСТ Р 8.563—2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений

ГОСТ Р 8.568—97 Государственная система обеспечения единства измерений. Аттестация испытательного оборудования. Основные положения

ГОСТ Р 8.595—2004 Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений

ГОСТ Р 8.596—2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

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

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

ГОСТ Р 51241—2008 Средства и системы контроля и управления доступом. Классификация. Общие технические требования. Методы испытаний

ГОСТ Р 51558—2008 Средства и системы охранные телевизионные. Классификация. Общие технические требования. Методы испытаний

ГОСТ Р 52436—2005 Приборы приемно-контрольные охранной и охранно-пожарной сигнализации. Классификация. Общие технические требования и методы испытаний

ГОСТ Р 53402—2009 Арматура трбопроводная. Методы контроля и испытаний

ГОСТ Р 53560—2009 Системы тревожной сигнализации. Источники электропитания. Классификация. Общие технические требования. Методы испытаний

ГОСТ Р 54907—2012 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование. Основные положения

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

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации, а также 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 (нефтепродуктопроводов) и для выполнения внеплановых ремонтов, не предусмотренных графиками технического обслуживания и ремонта.

3.2 **авария на магистральном нефтепроводе (нефтепродуктопроводе):** Опасное техногенное происшествие, повлекшее внезапный вылив или истечение нефти (нефтепродукта), сопровождаемое одним или несколькими событиями, такими как:

- воспламенение нефти (нефтепродуктов) или взрыв их паров;
- загрязнение любого водотока, реки, озера, водохранилища или любого водоема сверх пределов, установленных стандартами на качество воды Российской Федерации, 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 м³ и более.

3.3 **ввод в эксплуатацию:** Событие, фиксирующее готовность объекта к использованию по назначению, документально оформленное в установленном порядке.

Примечание — К вводу в эксплуатацию дополнительно относят подготовительные работы, контроль, приемку и закрепление объекта за эксплуатирующим подразделением.

3.4 **внутритрубное диагностирование:** Комплекс работ, обеспечивающий получение информации о дефектах, сварных швах, особенностях трубопровода и их местоположении с использованием внутритрубных инспекционных приборов, в которых реализованы различные виды неразрушающего контроля, для выявления на основе этой информации наличия и характера дефектов.

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

3.6 **дефектный участок трубопровода:** Секция трубопровода, содержащая один и более дефектов.

3.7 **дефект нефтепровода (нефтепродуктопровода):** Отклонение параметров (характеристик) нефтепроводов (нефтепродуктопроводов) или их элементов от требований, установленных в нормативных документах.

3.8 **диспетчер:** Оперативный персонал, выполняющий оперативное управление товарно-коммерческой деятельностью для организации транспорта нефти (нефтепродуктов) по магистральным нефтепроводам (нефтепродуктопроводам).

3.9 **диспетчерская связь (канал):** Комплекс технических средств связи различных видов, предоставляемых оперативно-техническому персоналу, организующему и сопровождающему транспорт нефти (нефтепродуктов).

3.10 **инструкция:** Документ, содержащий указания о порядке выполнения работ, эксплуатации оборудования и инструмента, пользования средствами защиты и т. п.

3.11 **инцидент на магистральном нефтепроводе (нефтепродуктопроводе):** Отказ или повреждение трубопровода, оборудования или технических устройств на объектах эксплуатирующей организации, отклонения от режима технологического процесса, сопровождаемые нарушением герметичности трубопровода с утечками нефти (нефтепродуктов) объемом менее 10 м^3 без воспламенения нефти (нефтепродуктов) или взрыва их паров и без загрязнения водотоков.

3.12 **исполнительная документация:** Комплект текстовых и графических материалов, оформленных в установленном порядке, отражающих фактическое исполнение проектных решений, фактическое положение объектов строительства и их элементов в процессе строительства, реконструкции, капитального ремонта по мере завершения определенных в проектной документации работ.

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

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

3.15 **капитальный ремонт объекта, сооружения магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода):** Комплекс технических мероприятий, направленных на полное или частичное восстановление эксплуатируемого объекта, сооружения магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода) до проектных характеристик с учетом требований нормативных документов.

3.16 **комплексное опробование:** Проверка, регулировка и обеспечение взаимосвязанной работы оборудования в предусмотренном проектной документацией технологическом процессе на холостом ходу с последующим переводом оборудования на работу под нагрузкой и выводом на устойчивый проектный технологический режим.

3.17 **линейная производственно-диспетчерская станция;** ЛПДС: Производственное подразделение эксплуатирующей организации, обеспечивающее бесперебойную работу и эксплуатацию обо-

рудования, а также хозяйственную деятельность двух или более перекачивающих станций и участков магистрального трубопровода, закрепленных за ними.

3.18 **линейная часть магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода):** Составная часть магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода), состоящая из трубопроводов (включая запорную и иную арматуру, переходы через естественные и искусственные препятствия), установок электрохимической защиты от коррозии, вдольтрассовых линий электропередач, сооружений технологической связи и иных устройств и сооружений, предназначенная для транспортировки нефти (нефтепродуктов).

3.19 **магистральный нефтепровод (нефтепродуктопровод):** Единый производственно-технологический комплекс, состоящий из трубопроводов и связанных с ними перекачивающих станций, других технологических объектов, соответствующих требованиям действующего законодательства Российской Федерации в области технического регулирования, обеспечивающий транспортировку, приемку, сдачу нефти (нефтепродуктов), соответствующих требованиям нормативных документов, от пунктов приема до пунктов сдачи потребителям или перевалку на другой вид транспорта.

3.20 **мера вместимости:** Средство измерения объема нефти (нефтепродуктов), имеющее свидетельство о поверке и градуировочную таблицу (резервуары, железнодорожные цистерны, танки наливных судов).

3.21 **мера полной вместимости:** Средство измерения объема нефти (нефтепродуктов), имеющее свидетельство о поверке и оснащенное указателем уровня наполнения (автоцистерны, прицепы-цистерны, полуприцепы-цистерны).

3.22 **минимальные расстояния:** Расстояния до магистральных трубопроводов от зданий, строений, сооружений и других объектов, определяющие границы территорий с особыми условиями использования, устанавливаемые вдоль линейной части магистральных трубопроводов и вокруг других объектов магистральных трубопроводов в целях обеспечения безопасности людей, зданий, строений и сооружений.

3.23 **нормативы технологических потерь нефти при транспортировке:** Укрупненные нормы, учитывающие общие удельные технологические потери нефти в целом по тарифному участку.

3.24 **нормы технологических потерь нефти при транспортировке:** Предельно-допустимые величины неизбежных и безвозвратных потерь, обусловленных особенностями технологических процессов транспортировки нефти и сопровождающими их физическими процессами.

3.25 **объект магистрального трубопровода:** Производственный комплекс (часть магистрального трубопровода), который может включать трубопроводы, здания, основное и вспомогательное оборудование, установки и другие устройства, обеспечивающие его безопасную и надежную эксплуатацию.

3.26 **ответвление нефтепровода (нефтепродуктопровода):** Участок нефтепровода (нефтепродуктопровода), не имеющий перекачивающих станций, соединяющий магистральный нефтепровод (нефтепродуктопровод) с предприятиями добычи, накопления, потребления, распределения и переработки нефти (нефтепродуктов).

3.27 **отказ:** Событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния технических устройств, применяемых на объектах магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода), вследствие конструктивных нарушений, несоблюдения установленного процесса эксплуатации (режима) или ремонта.

3.28 **охранная зона магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода):** Территория или акватория с особыми условиями использования, устанавливаемая вдоль и/или вокруг объектов магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода), инженерных коммуникаций в целях обеспечения их безопасности.

3.29 **перекачивающая станция магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода):** Объект магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода), включающий комплекс зданий, сооружений и устройств для приема, накопления, учета и перекачки нефти (нефтепродуктов) по магистральному нефтепроводу (нефтепродуктопроводу).

3.30 **перекачка:** Процесс перемещения нефти (нефтепродуктов) по трубопроводу.

3.31 **переход нефтепровода (нефтепродуктопровода) подводный:** Участок нефтепровода (нефтепродуктопровода), проложенного через судоходные водные преграды или несудоходные водные преграды шириной по зеркалу воды в межень 10 м и более и глубиной 1,5 м и более, или шириной по зеркалу воды в межень 25 м и более независимо от глубины, являющийся разновидностью перехода через водные преграды.

3.32 **переход нефтепровода (нефтепродуктопровода) через малый водоток:** Участок нефтепровода (нефтепродуктопровода), проложенного через несудоходный водоток или водоём шириной по зеркалу воды в межень менее 25 м и глубиной менее 1,5 м или шириной по зеркалу воды в межень менее 10 м независимо от глубины, являющийся разновидностью перехода через водные преграды.

3.33 **переход нефтепровода (нефтепродуктопровода) подземный:** Участок нефтепровода (нефтепродуктопровода), проложенного через искусственное или естественное препятствие под землей, кроме участков, относящихся к подводному переходу нефтепровода (нефтепродуктопровода).

3.34 **повреждение:** Нарушение исправного состояния технического устройства и/или оборудования, при сохранении его работоспособности.

3.35 **приемка объекта в эксплуатацию:** Юридическое действие официального признания уполномоченным органом (приемочной комиссией) факта создания объекта и соответствия этого объекта утвержденному проекту.

3.36 **приемо-сдаточный пункт:** Пункт по учету количества и оценке качества нефти (нефтепродуктов), на котором подразделения принимающей и сдающей нефть (нефтепродукты) сторон выполняют операции приема-сдачи нефти (нефтепродуктов).

3.37 **прием (сдача) нефти (нефтепродукта):** Процесс приема-передачи нефти (нефтепродукта) между организациями в соответствии с действующими положениями.

3.38 **пункт подогрева нефти магистрального трубопровода:** Комплекс сооружений и оборудования, обеспечивающий подогрев нефти, перекачиваемой по магистральному трубопроводу в целях снижения вязкости.

3.39 **работоспособное состояние трубопровода:** Состояние трубопровода, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативной и конструкторской документации.

3.40 **резервуар:** Сооружение, емкость, расположенная горизонтально или вертикально, предназначенная для приема, накопления, измерения объема и сдачи жидкости.

3.41 **резервуарный парк:** Комплекс взаимосвязанных резервуаров и другого технологического оборудования, с помощью которого осуществляется выполнение технологических операций приема, накопления, измерения объема и откачки нефти (нефтепродуктов).

3.42 **ремонт оборудования (ремонт):** Комплекс мероприятий по восстановлению исправности, работоспособности, ресурса оборудования и сооружений объектов магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода).

3.43 **самотечный участок нефтепровода:** 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.

3.44 **система измерений количества и показателей качества нефти (нефтепродуктов)**: Совокупность функционально объединенных средств измерений, систем обработки информации, технологического и иного оборудования, предназначенная для прямых или косвенных динамических измерений массы и других показателей нефти и продуктов ее переработки.

3.45 **система электрохимической защиты:** Комплекс средств электрохимической защиты, установленный на всем протяжении магистральных нефтепроводов (нефтепродуктопроводов) и предназначенный для защиты магистральных нефтепроводов (нефтепродуктопроводов) от коррозионных повреждений.

3.46 **текущий ремонт оборудования (текущий ремонт):** Ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспособности оборудования и сооружений и состоящий в замене и/или восстановлении отдельных частей.

3.47 **терминал перевалочный:** Комплекс сооружений и устройств, входящий в состав магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода), предназначенный для приема нефти (нефтепродуктов) из магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода), накопления и отгрузки на другие виды транспорта, а также отгрузки с другого вида транспорта в магистральный нефтепровод (нефтепродуктопровод).

3.48 **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.

3.49 **техническое диагностирование:** Определение технического состояния объекта (по ГОСТ 20911).

Примечания

1 Задачами технического диагностирования являются:

- контроль технического состояния;
- поиск места и определение причин отказа (неисправности);
- прогнозирование технического состояния.

2 Термин «техническое диагностирование» применяют в наименованиях и определениях понятий, когда решаемые задачи технического диагностирования равнозначны или основной задачей является поиск места и определение причин отказа (неисправности).

3 Термин «контроль технического состояния» применяют, когда основной задачей технического диагностирования является определение вида технического состояния.

3.50 **техническое обслуживание магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода):** Комплекс мероприятий по поддержанию работоспособности и исправности объектов магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода).

3.51 **техническое освидетельствование:** Оценка технического состояния промышленных объектов по истечении установленного нормативно-технической документацией срока службы в целях оценки состояния, установления сроков дальнейшей работы и условий эксплуатации.

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

3.53 **технологическая карта:** Документ, предназначенный для выполнения технологического процесса и определяющий состав операций и средств автоматизации, требования к качеству, трудоемкость, ресурсы и мероприятия по безопасности.

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; 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; сливно-наливных эстакад; опорожнения стендеров морских терминалов, системы улавливания легких фракций.

3.55 **технологические потери нефти (нефтепродуктов) на объектах МН (МНПП):** безвозвратные неизбежные потери нефти (нефтепродуктов), обусловленные технологическими процессами транспортировки по МН (МНПП) и перевалки, установленными проектной документацией, а так же физико-химическими свойствами транспортируемой нефти (нефтепродуктов).

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

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

3.58 **узел пуска средств очистки и диагностирования (узел пуска СОД):** Производственная площадка с комплексом взаимосвязанного оборудования, предназначенного для проведения технологических операций и пуска внутритрубных очистных, диагностических и разделительных устройств в потоке перекачиваемой среды в магистральном нефтепроводе (нефтепродуктопроводе).

3.59 **узел приема средств очистки и диагностирования (узел приема СОД):** Производственная площадка с комплексом взаимосвязанного оборудования, предназначенного для проведения технологических операций по приему и извлечению внутритрубных очистных, диагностических, разделительных и герметизирующих устройств из магистральных нефтепроводов (нефтепродуктопроводов).

3.60 **управляющий диспетчер:** Оперативный персонал, непосредственно выполняющий пуск, перевод с одного режима на другой, остановку перекачки нефти (нефтепродуктов) по магистральным нефтепроводам (нефтепродуктопроводам), а также технологические переключения оборудования объектов магистральных нефтепроводов (нефтепродуктопроводов).

3.61 **эксплуатация магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода):** Использование магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода) по назначению, определенному проектной документацией.

3.62 **эксплуатирующая организация:** Юридическое лицо, созданное в соответствии с гражданским законодательством Российской Федерации, обеспеченное персоналом и техническими средства-

ми, необходимыми для управления, обслуживания и поддержания в безопасном состоянии магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода).

3.63 **электроустановка:** Совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенных для производства, преобразования, трансформации, передачи, распределения электрической энергии и преобразования ее в другой вид энергии.

4 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

АСУ ТП — автоматизированная система управления технологическим процессом;

ИТСО — инженерно-технические средства охраны;

КИП — контрольно-измерительные приборы;

ЛПДС — линейная производственно-диспетчерская станция;

ЛЧ — линейная часть;

МН — магистральный нефтепровод;

МНПП — магистральный нефтепродуктопровод;

МЧС России — Министерство Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий;

НД — нормативный документ;

ПЛВА — план ликвидации возможных аварий;

ПМН — переход магистрального нефтепровода;

ПМНПП — переход магистрального нефтепродуктопровода;

ПС — перекачивающая станция;

ПСП — приемо-сдаточный пункт;

Ростехнадзор — Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору;

РП — резервуарный парк;

СИ — средство измерения;

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

СОД — средства очистки и диагностирования;

ЧС — чрезвычайная ситуация на магистральном нефтепроводе (нефтепродуктопроводе);

ЭХЗ — электрохимическая защита.

5 Общие требования к приемке в эксплуатацию, эксплуатации и технологическим регламентам эксплуатации МН (МНПП)

5.1 Приемка в эксплуатацию МН (МНПП) и их объектов

5.1.1 К эксплуатации допускаются МН (МНПП) и их объекты, как вновь построенные, так и после капитального ремонта, реконструкции, после выведения из консервации и содержания в безопасном состоянии, соответствующие проектной документации и прошедшие приемку в соответствии с Градостроительным кодексом Российской Федерации [1].

5.1.2 Приемка в эксплуатацию вновь построенных, а также после капитального ремонта, реконструкции МН (МНПП) и их объектов должна проводиться приемочной комиссией эксплуатирующей организации в соответствии с Градостроительным кодексом Российской Федерации [1].

5.1.3 До предъявления вновь построенных, а также после проведенной реконструкции или капитального ремонта МН (МНПП) и их объектов приемочной комиссии должна быть проведена приемка МН (МНПП) и их объектов рабочей комиссией, назначаемой эксплуатирующей организацией.

5.1.4 Приемка вновь построенных, а также после проведенной реконструкции или капитального ремонта МН (МНПП) и их объектов оформляется актом приемочной комиссии, подписанным всеми ее членами. Датой приемки объекта в эксплуатацию считается дата подписания акта приемочной комиссией.

5.1.5 Оборудование и устройства объектов МН (МНПП), подлежащие регистрации в государственных надзорных органах, должны быть зарегистрированы и освидетельствованы на соответствие требованиям Градостроительного кодекса Российской Федерации [1] до ввода в эксплуатацию.

5.1.6 До ввода в эксплуатацию вновь построенных МН (МНПП), завершения работ по их реконструкции или капитальному ремонту должно быть проведено их техническое диагностирование и устра-

нены все дефекты, образованные в ходе строительства. Устранение дефектов должно выполняться силами и за счет подрядной организации, осуществляющей строительство.

5.1.7 Эксплуатирующая организация после ввода в эксплуатацию вновь построенных МН (МНПП), завершения работ по их реконструкции или капитальному ремонту должна передать материалы фактического расположения (исполнительная съемка) МН (МНПП) и их объектов в комитеты по земельным ресурсам и землеустроительству местных органов исполнительной власти для нанесения на кадастровые карты районов.

5.2 Эксплуатация МН (МНПП) и их объектов

5.2.1 При эксплуатации МН (МНПП) и их объектов осуществляются прием, перекачка, сдача нефти (нефтепродуктов), техническое обслуживание, проведение диагностирования и ремонта объектов МН (МНПП), а также оперативный контроль и управление организационными и технологическими процессами.

5.2.2 Состав МН (МНПП), их конструктивные и технологические параметры устанавливаются проектной документацией в зависимости от назначения, природно-климатических условий размещения МН (МНПП), физико-химических свойств нефти (нефтепродуктов), объема и расстояния перекачки.

5.2.3 Эксплуатация МН (МНПП) и их объектов должна осуществляться эксплуатационно-ремонтным персоналом эксплуатирующей организации или специализированными организациями на договорной основе в соответствии с технологическими регламентами и эксплуатационными документами.

5.2.4 При эксплуатации МН (МНПП) и их объектов должны быть обеспечены:

- надежность, безопасность и экономичность работы всех сооружений и оборудования;
- управление производственными процессами;
- контроль за работой МН (МНПП) 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 последовательной перекачке, перевалке с одного вида транспорта на другой и выполнении других технологических операций, а также по экономии электроэнергии, топлива, материалов и других ресурсов, освоению новой техники;
- соблюдение показателей энергетической емкости и энергетической эффективности, установленных проектной документацией;
- промышленная, пожарная и экологическая безопасность МН (МНПП);
- создание безопасных условий труда;
- готовность к ликвидации аварий, повреждений и их последствий;
- антитеррористическая и противокриминальная защита МН (МНПП) и их объектов.

5.2.5 Безопасность, эффективность и надежность эксплуатации МН (МНПП) должны обеспечиваться следующими мерами:

- периодическим патрулированием трассы трубопровода, осмотрами и комплексными диагностическими обследованиями с использованием технических средств;
- поддержанием в исправном состоянии за счет своевременного выполнения технического обслуживания и ремонта;
- соблюдением технологических регламентов эксплуатации;
- своевременным выполнением мероприятий по подготовке к устойчивой работе в осенне-зимний период и период весеннего паводка, а также пожароопасный период;
- своевременной реконструкцией объектов в части морально устаревшего или изношенного оборудования;
- соблюдением требований к содержанию охранных зон и соблюдением минимальных расстояний, установленных нормативными правовыми актами и нормативными документами;
- соблюдением условий обеспечения взрывопожаробезопасности и противопожарной защиты;
- уведомлением руководителей организаций и информированием населения близлежащих населенных пунктов о местонахождении МН (МНПП) и мерах безопасности;
- регулярным повышением квалификации обслуживающего персонала.

5.2.6 При проведении технического диагностирования МН (МНПП) в периоды между капитальными ремонтами любых их участков или объектов должна регулярно осуществляться оценка текущего остаточного ресурса МН (МНПП) по требованиям нормативных документов федерального органа исполнительной власти в сфере экологического, технологического и атомного надзора (или иной норма-

тивной документации, согласованной в установленном действующим законодательством Российской Федерации порядке). По результатам диагностирования МН (МНПП) организация, осуществлявшая диагностирование, выдает заключение экспертизы на соответствие технического состояния участка МН (МНПП) требованиям НД и определение срока безопасной эксплуатации участка ЛЧ МН (МНПП).

5.2.7 Для обеспечения устойчивой работы транспортной системы МН (МНПП) и выполнения договорных обязательств по транспортировке нефти (нефтепродуктов) необходимо иметь в резервуарных парках мобильный (минимально необходимый) остаток нефти (нефтепродуктов), нормы которого ежегодно утверждаются эксплуатирующей организацией в соответствии с рекомендацией [2].

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

- выделение для каждой марки нефтепродукта и вида товарной нефти 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 над уровнем и удалением подтоварной воды в резервуарах;
- обеспечение герметичности запорной арматуры технологических трубопроводов.

5.2.9 Для сокращения потерь нефти (нефтепродуктов) в резервуарах 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 Технологические потери нефти при транспортировке по системам МН (МНПП) рассчитываются в соответствии с нормативами технологических потерь, утвержденными Министерством энергетики Российской Федерации.

5.2.11 Нормативы технологических потерь нефти (нефтепродуктов) с учетом технологических особенностей процесса транспортировки подлежат пересмотру по мере необходимости, но не реже одного раза в пять лет.

5.2.12 При вводе нового тарифного участка нормативы технологических потерь нефти (нефтепродуктов) по нему рассчитываются по нормативной документации и используются в качестве временных сроком не более одного года до их утверждения в Министерстве энергетики РФ.

5.3 Требования к технологическим регламентам эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту МН (МНПП) и их объектов

5.3.1 Технологическими регламентами являются технические документы эксплуатирующей организации, определяющие требования и порядок действий, направленных на обеспечение надежной и безопасной эксплуатации МН (МНПП).

5.3.2 Технологические регламенты разрабатываются эксплуатирующей организацией или сторонней организацией на договорной основе и утверждаются в установленном эксплуатирующей организацией порядке.

5.3.3 Технологические регламенты должны содержать конкретные указания персоналу о порядке действий и способах ведения работ по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту МН (МНПП) и их объектов, а также:

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

5.3.4 При разработке технологических регламентов эксплуатации, технического обслуживания и ремонта МН (МНПП) и их объектов необходимо основываться на требованиях:

- законодательства Российской Федерации в области технического регулирования;
- проектных решений, характеристик применяемого оборудования и условий работы МН (МНПП), а также требованиях и рекомендациях предприятий-изготовителей применяемого оборудования;
- последовательности и периодичности проведения технических обслуживаний и ремонтов МН (МНПП);
- промышленной, пожарной, экологической безопасности и организации безопасных условий труда.

5.3.5 Технологические регламенты пересматриваются не реже одного раза в пять лет или при изменении состава документации, определяющей порядок эксплуатации МН (МНПП) и их безопасность, а также при внесении принципиальных изменений в технологическую схему и режимы работы МН (МНПП) и их объектов.

6 Техническое обслуживание и ремонт МН (МНПП) и их объектов

6.1 Общие требования

6.1.1 Техническое обслуживание и ремонт МН (МНПП) и их объектов должны проводиться по утвержденным графикам (годовым, месячным), разработанным эксплуатирующей организацией.

6.1.2 Объемы выполняемых работ и периодичность проведения работ по техническому обслуживанию и ремонту МН (МНПП) и их объектов должны быть определены в технологических регламентах.

6.1.3 Техническое обслуживание и ремонт МН (МНПП) и их объектов должны осуществляться эксплуатационно-ремонтным персоналом эксплуатирующей организации или специализированными организациями на договорной основе в соответствии с технологическими регламентами и эксплуатационными документами.

6.2 Техническое обслуживание и ремонт линейной части МН (МНПП) и их объектов

6.2.1 Общие положения

6.2.1.1 Перечень объектов и сооружений, входящих в состав линейной части МН (МНПП), установлен в приложении А.

6.2.1.2 Техническое обслуживание линейной части МН (МНПП) включает:

- осмотр (патрулирование) трассы трубопровода — визуальное наблюдение в целях своевременного обнаружения опасных ситуаций, угрожающих целостности и безопасности МН (МНПП) 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 должна поддерживаться проектная глубина заложения МН (МНПП). При возникновении оголения, провисания, размыва почв вокруг участков МН (МНПП), они должны быть приведены в соответствие с проектной документацией.

6.2.1.4 Для защиты от размыва почв вокруг МН (МНПП) должны предусматриваться соответствующие мероприятия: организация стока поверхностных вод, укрепление оврагов и промоин, размываемых берегов водных преград и другие.

6.2.1.5 На всех участках линейной части МН (МНПП) должна быть обеспечена возможность вдольтрассового проезда и подъезда к любой точке МН (МНПП) для выполнения профилактических, ремонтных и аварийных работ.

6.2.1.6 Участки земли с каждой стороны линейной части МН (МНПП) и обслуживающих их линий электропередач и линий связи, объектов МН (МНПП) и ПС должны периодически расчищаться от деревьев, кустарников и их поросли для обеспечения свободного передвижения техники и пожарной безопасности на расстояния:

- от ограждения территории ПС:

а) без РП и с РП вместимостью до 100 000 м³ — 50 м;

б) с РП вместимостью более 100 000 м³ — 100 м;

- от оси МН (МНПП) — 3 м;
- от ограждения узлов пуска и приема СОД — 25 м;
- от крайнего провода вдоль трассовых линий электропередач, ограждения прочих объектов линейной части МН (МНПП), кроме линий связи, — 3 м, отдельные деревья и группы деревьев, растущие на расстоянии более 3 м и угрожающие падением на объекты также уничтожаются;
- от линий связи:

а) 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);

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

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

6.2.2 Обозначение трассы МН (МНПП) на местности

6.2.2.1 Трассы МН (МНПП) на местности должны быть обозначены опознавательно-предупредительными знаками с интервалом не реже чем через 500—1000 м в пределах прямой видимости. Также должны обозначаться: углы поворота в горизонтальной плоскости; пересечения с другими трубопроводами и коммуникациями; места переходов через железные, автомобильные дороги и водные препятствия; опасные участки.

6.2.2.2 Виды знаков, размеры, цветовая схема, содержание надписей на знаках и правила их установки должны отвечать требованиям ГОСТ Р 12.4.026 и нормативных документов эксплуатирующей организации.

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

6.2.2.4 Для идентификации площадок камер пуска и приема СОД, узлов запорной арматуры, колодцев вантузов, узлов отбора давления на ограждениях данных объектов должны быть установлены информационные и предупреждающие знаки.

6.2.3 Охранные зоны

6.2.3.1 Эксплуатирующая организация должна контролировать состояние охранных зон МН (МНПП), которые составляют:

- вдоль трасс линейной части МН (МНПП), 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 МН (МНПП)), ограниченные условными параллельными вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны от оси магистрального трубопровода — 25 м;
- вдоль трасс линейной части многониточных МН (МНПП) — с учетом вышеизложенных требований на указанных расстояниях от осей крайних МН (МНПП);
- вдоль подводных переходов МН (МНПП) — объем водного пространства от водной поверхности до дна, ограниченный вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны от крайних магистральных трубопроводов — 100 м;
- вдоль МН (МНПП), проложенных в морской акватории – объем водного пространства от водной поверхности до дна, ограниченный вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны от крайних МН (МНПП) — 500 м;
- вокруг емкостей для дренажа нефти (нефтепродуктов), земляных амбаров для аварийного сброса нефти (нефтепродуктов) — поверхность участка земли и воздушное пространство над ней (на высоту, соответствующую высоте указанных объектов), ограниченные вертикальной замкнутой поверхностью, отстоящей от границ территорий указанных объектов — 50 м во все стороны;
- вокруг ЛПДС, ПС, терминалов, РП, наливных и сливных железнодорожных эстакад, приемосдаточных пунктов, пунктов подогрева нефти и иных объектов и сооружений — поверхность участка земли и воздушное пространство над ней (на высоту, соответствующую высоте указанных объектов), ограниченные вертикальной замкнутой поверхностью, отстоящей от границ территорий указанных объектов — 100 м во все стороны;
- вокруг устройств ЭХЗ, выходящих за пределы охранной зоны линейной части МН (МНПП), — поверхность участка земли и воздушное пространство над ней (на высоту, соответствующую высоте указанных устройств), ограниченные вертикальной замкнутой поверхностью, отстоящей от границ территорий указанных объектов — 5 м во все стороны.

6.2.3.2 В охранных зонах МН (МНПП) запрещается проводить всякого рода действия, которые могут нарушить нормальную эксплуатацию МН (МНПП) либо привести к их повреждению.

6.2.3.3 Предприятия и организации, получившие письменное разрешение на ведение работ в охранных зонах МН (МНПП), обязаны выполнять их с соблюдением условий, обеспечивающих сохранность МН (МНПП) и опознавательных знаков, и несут ответственность за повреждение последних.

6.2.3.4 Персонал эксплуатирующей организации при выезде на трассу МН (МНПП), независимо от основных обязанностей и целей выезда, должен следить за состоянием охранной зоны и зоны минимальных расстояний от МН (МНПП) до ближайших объектов, установленных нормативными правовыми актами и нормативными документами. Информация об обнаружении любого вида деятельности или событий, угрожающих нормальной и безопасной работе МН (МНПП), должна немедленно сообщаться непосредственному руководителю.

6.2.3.5 При прохождении МН (МНПП) в одном техническом коридоре с инженерными коммуникациями других организаций или их взаимном пересечении, основы взаимоотношений организаций, эксплуатирующих эти коммуникации, должны устанавливаться регламентом (инструкцией) взаимоотношений предприятий, коммуникации которых проходят в одном техническом коридоре или пересекаются. Регламент должен разрабатываться организациями в соответствии с нормативным документом РФ, определяющим правила охраны трубопроводов.

6.2.3.6 Строительные и ремонтные работы в охранных зонах линий и сооружений технологической связи, телемеханики и электрических сетей, входящих в состав МН (МНПП), должны выполняться с соблюдением требований законодательства Российской Федерации в области охраны линий и сооружений связи и электрических сетей, а также настоящего стандарта.

6.2.3.7 Изменения, касающиеся строительства объектов в охранной зоне МН (МНПП), пересечений МН (МНПП) коммуникациями другого назначения, а также конструктивные изменения объектов МН (МНПП), должны быть своевременно внесены в исполнительную документацию.

6.2.4 Патрулирование трассы МН (МНПП)

6.2.4.1 Патрулирование трассы МН (МНПП) должно осуществляться в целях:

- контроля состояния охранной зоны и прилегающей территории;
- выявления факторов, создающих угрозу надежности и безопасности эксплуатации МН (МНПП);
- обследования всех сооружений и элементов охранных систем сооружений с применением технических средств для определения их технического состояния.

6.2.4.2 Организация патрулирования трассы МН (МНПП) возлагается на производственные подразделения эксплуатирующей организации.

6.2.4.3 Периодичность и вид осмотра трассы МН (МНПП) устанавливаются эксплуатирующей организацией. В зависимости от местных условий и времени года осмотр должен проводиться:

- воздушным патрулированием 2—5 раз в 7 дней;
- наземным патрулированием, выполняемым обходчиком пешком или на транспортных средствах по графику, утвержденному эксплуатирующей организацией.

6.2.4.4 Результаты патрулирования должны регистрироваться в соответствующих журналах патрулирования.

6.2.4.5 Внеочередные осмотры трассы МН (МНПП) 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 МН (МНПП).

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

6.2.5 Оборудование линейной части МН (МНПП)

6.2.5.1 Оборудование, установленное на линейной части МН (МНПП), должно быть обозначено и защищено ограждениями от несанкционированного доступа, но быть легкодоступным для обслуживания персоналом.

6.2.5.2 Установленное оборудование должно быть укомплектовано в соответствии с паспортом, пронумеровано в соответствии с технологическими схемами и содержаться в исправном состоянии.

6.2.5.3 На площадках запорной арматуры, узлах пуска и приема СОД внутри ограждений должны быть предусмотрены меры против затопления поверхностными и грунтовыми водами, площадки должны иметь твердое покрытие (гравий, щебень и т. п.). К площадкам должна быть предусмотрена возможность подъезда транспортных средств.

6.2.5.4 Операции по управлению запорной арматурой должны выполняться управляющим диспетчером или персоналом на месте по согласованию с управляющим диспетчером.

6.2.5.5 В процессе эксплуатации узлов пуска и приема СОД в целях определения их возможных перемещений должен проводиться контроль геодезических отметок и нивелирование оси камеры пуска (приема) СОД.

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 СОД, прожекторные мачты, дома обходчиков).

6.2.6 Переходы через естественные и искусственные препятствия

6.2.6.1 В процессе эксплуатации подземных переходов МН (МНПП) через железные и автомобильные дороги необходимо проверять:

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

6.2.6.2 Периодичность проведения проверок подземных переходов МН (МНПП) через железные и автомобильные дороги устанавливается нормативной документацией эксплуатирующей организации.

6.2.6.3 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 МН (МНПП) из земли, креплений МН (МНПП) в опорах земляных насыпей.

6.2.6.4 Эксплуатирующая организация при планировании работ по техническому обслуживанию и ремонту переходов через водные преграды должна учитывать границы подводных переходов трубопроводов, определяемые в соответствии с правилами, установленными в строительных нормах и правилах [3].

6.2.6.5 На переходах через судоходные реки или реки шириной более 500 м должны быть оборудованы пункты наблюдения.

6.2.6.6 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 МН (МНПП), средств ЭХЗ, установленных на переходах, должны осуществляться в соответствии с требованиями технологических регламентов. Ремонт трубопроводной арматуры должен выполняться по ремонтной документации.

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

6.2.6.8 Контроль герметичности арматуры переходов МН (МНПП) 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.

6.2.7 Нефтепроводы (нефтепродуктопроводы), проложенные по территории морской акватории

6.2.7.1 Узлы береговой арматуры, камер пуска и приема СОД должны находиться вне зоны размыва берегов в течение всего срока службы нефтепровода (нефтепродуктопровода).

6.2.7.2 Должна быть обеспечена возможность проведения очистки и внутритрубного диагностирования нефтепроводов (нефтепродуктопроводов), проложенных по территории морской акватории.

6.2.7.3 Должна быть обеспечена возможность замещения нефти (нефтепродуктов) в шлангах выносного причального устройства водой и их промывки при замене шлангов.

6.2.7.4 В случае угрозы повреждения плавающих шлангов выносного причального устройства, а также при превышении максимально допустимой высоты волны и скорости ветра должно обеспечиваться аварийное отсоединение швартового троса и грузовых шлангов от танкера.

6.2.8 Очистка внутренней полости линейной части МН (МНПП)

6.2.8.1 В целях поддержания пропускной способности, предупреждения скопления воды и внутренних отложений, а также в целях подготовки участка МН (МНПП) к внутритрубному диагностированию и переиспытаниям должна проводиться очистка внутренней полости МН (МНПП) пропуском очистных устройств.

6.2.8.2 Эксплуатирующая организация должна составлять и утверждать годовые планы работ по очистке МН (МНПП) с учетом планов и технологических режимов перекачки, проведения внутритрубного диагностирования, а также с учетом свойств перекачиваемой нефти (нефтепродукта).

6.2.8.3 Периодичность очистки МН (МНПП) очистными устройствами определяется индивидуально для каждого МН (МНПП) в зависимости от особенностей его эксплуатации и свойств перекачива-

емой нефти (нефтепродукта) с учетом влияния на них температуры окружающей среды, но не реже одного раза в квартал.

6.2.8.4 Работы по очистке МН (МНПП) должны выполняться в соответствии с требованиями технологических регламентов.

6.3 Техническое обслуживание и ремонт перекачивающих станций (терминалов, ПСП, железнодорожных и автомобильных эстакад)

6.3.1 Общие положения

В зависимости от назначения и условий эксплуатации в состав перекачивающих станций (терминалов, ПСП, железнодорожных и автомобильных эстакад) входят сооружения, здания, технологические системы и оборудование по перекачке, 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 Здания и сооружения

6.3.2.1 Для обеспечения функционирования перекачивающей станции 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.

6.3.2.2 Все производственные здания и сооружения должны подвергаться периодическим техническим осмотрам в соответствии с нормативными документами два раза в год, как правило — 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.

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

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

6.3.2.5 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), должны проводиться один раз в месяц.

6.3.2.6 При наличии явления пучения грунтов на перекачивающей станции должна проводиться ежегодная проверка высотных отметок оборудования и инженерных сооружений. В случае превышения допустимой величины деформации, указанной в проектной документации на строительство объекта, должны приниматься меры к уменьшению или компенсации влияния пучения грунта на напряженно-деформированное состояние патрубков насосов, элементов трубопроводов, фундаментов и т. п.

6.3.2.7 В случае выявления осадки фундаментов насосных агрегатов, узлов запорной арматуры должны быть проведены расчеты по оценке дополнительных нагрузок на патрубки насосов и арматуры и, в случае превышения допустимых значений, выполнены мероприятия по их снижению (вырезка небольших участков трубопроводов и установка переходных катушек, применение компенсаторов, подливка фундамента и пр.).

6.3.2.8 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.

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

6.3.2.10 Уплотнения технологических и вспомогательных трубопроводов, а также других коммуникаций, проходящих сквозь/через стены производственных зданий, должны поддерживаться в состоянии, предусмотренном проектной документацией.

6.3.2.11 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.

6.3.2.12 Стена здания насосной станции, разделяющая насосный зал и зал электродвигателей, должна проверяться на герметичность не реже одного раза в год в соответствии с инструкцией, утвержденной руководством эксплуатирующей организации.

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

6.3.3 Технологические трубопроводы

6.3.3.1 К технологическим трубопроводам относятся внутриплощадочные трубопроводы между точками врезки в МН (МНПП) на входе и выходе перекачивающих станций, перевалочных терминалов, ПСП, сливо-наливных эстакад, включая входную и выходную арматуру, надземные и надводные трубопроводы морских терминалов, по которым осуществляется транспорт и налив нефти (нефтепродуктов).

6.3.3.2 К вспомогательным трубопроводам относятся технологические 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.

6.3.3.3 Величина расчетного рабочего давления технологических трубопроводов устанавливается проектной документацией.

6.3.3.4 Величина допустимого рабочего давления технологических трубопроводов определяется расчетом и подтверждается заключением экспертизы промышленной безопасности.

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

6.3.3.6 При вводе в эксплуатацию перекачивающей станции (перевалочного терминала, ПСП, сливо-наливной эстакады) трубопроводов не эксплуатировавшихся более 3 лет, полной или частичной замене трубопроводов необходимо проводить гидравлические испытания на прочность и герметичность. Гидравлические испытания вспомогательных трубопроводов должны проводиться в соответствии с проектной документацией.

6.3.3.7 Сроки проведения обследования технологических трубопроводов в целях определения их технического состояния устанавливаются в соответствии с технологическими регламентами.

6.3.3.8 Объем и методы обследования должны определяться программами и методиками, разработанными и утвержденными эксплуатирующей организацией.

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

6.3.4 Резервуарные парки

6.3.4.1 Резервуары для приема и накопления нефти (нефтепродуктов) 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 взрывопожаробезопасности и охраны труда.

6.3.4.2 Для каждого резервуара должен быть установлен максимальный и минимальный уровни заполнения нефтью (нефтепродуктом) с учетом их работы в группе. При установлении максимального уровня должны учитываться результаты обследований и диагностирования в процессе эксплуатации.

6.3.4.3 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.

6.3.4.4 Ремонт резервуаров должен планироваться на основе результатов диагностического обследования с учетом назначенного срока службы, загрузки резервуара в текущий период и на перспективу.

6.3.4.5 Вся информация о проведенных ремонтах резервуаров должна отражаться в технических паспортах на резервуары.

6.3.4.6 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.

6.3.5 Оборудование перекачивающей станции (терминала, ПСП, железнодорожной и автомобильной эстакады)

6.3.5.1 Оперативный (дежурный) персонал должен осуществлять технические осмотры оборудования перекачивающей станции (терминала, ПСП, железнодорожной и автомобильной эстакады),

постоянно контролировать и регистрировать значения параметров с периодичностью, установленной эксплуатационными документами, проводить оперативные переключения согласно утвержденным технологическим картам и указаниям управляющего диспетчера, осуществлять аварийный вывод оборудования из эксплуатации.

6.3.5.2 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 арматуры на технологических трубопроводах должно проверяться на предмет выполнения условий сохранности не менее двух раз в год (весной и осенью).

6.4 Аварийный запас труб, материалов и оборудования

6.4.1 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 предприятий — изготовителей материалов.

6.4.2 Количество и характеристики материалов и оборудования аварийного запаса должны быть определены в табеле аварийного запаса, разработанном и утвержденном эксплуатирующей организацией.

Количество аварийного запаса труб определяется эксплуатирующей организацией в зависимости от протяженности МН (МНПП), но не менее:

- 0,03 % протяженности эксплуатируемых МН (МНПП) или пяти секций труб на эксплуатируемый участок МН (МНПП);
- двух секций труб для каждого диаметра технологического трубопровода ПС.

6.4.3 Аварийный запас должен использоваться для ликвидации аварий и инцидентов. Использование аварийного запаса на другие цели допускается только при наличии письменного разрешения руководителя эксплуатирующей организации.

6.4.4 Руководство эксплуатирующей организации должно обеспечивать своевременное пополнение аварийного запаса. В процессе эксплуатации МН (МНПП) необходимо периодически проводить осмотр аварийного запаса. По мере необходимости должны выполняться работы по ремонту стеллажей, защите от коррозии, скашиванию растительности и т. д.

6.4.5 Трубы, оборудование и материалы аварийного запаса должны иметь паспорта предприятий-изготовителей, инструкции по эксплуатации, сертификаты соответствия и разрешения Ростехнадзора на применение на опасных производственных объектах.

6.4.6 Трубы и фасонные изделия аварийного запаса, применяемые для замены поврежденного участка МН (МНПП), должны быть подвергнуты контролю неразрушающими методами и предварительно пройти гидравлические испытания в соответствии со строительными нормами и правилами [3]. Запорная арматура должна пройти проверку на прочность и герметичность.

6.4.7 При отсутствии необходимого оборудования или материалов допускается их замена на аналогичные с характеристиками, соответствующими требованиям стандартов на оборудование и материалы и проектным требованиям эксплуатируемого МН (МНПП).

6.5 Подготовка МН (МНПП) к эксплуатации в осенне-зимних условиях и условиях весеннего паводка

6.5.1 Сроки подготовки объектов МН (МНПП) к устойчивой работе в осенне-зимний период (весенний паводок) устанавливаются технологическими регламентами в зависимости от района прокладки МН (МНПП).

6.5.2 Для обеспечения эффективной и надежной эксплуатации оборудования в эксплуатирующей организации должны разрабатываться мероприятия по подготовке объектов МН (МНПП) к устойчивой работе в осенне-зимний период, весенний паводок.

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

6.5.4 Результаты выполнения мероприятий должны фиксироваться в актах выполненных работ, паспортах (формулярах) оборудования и сооружений, журналах производства работ.

7 Техническое диагностирование и испытания МН (МНПП) и их объектов

7.1 Техническое диагностирование и техническое освидетельствование

7.1.1 В целях определения фактического технического состояния ЛЧ МН (МНПП) и их объектов, определения назначенного срока службы на проектных технологических режимах, необходимости изменения технологических режимов или проведения ремонтных работ в процессе эксплуатации должно проводиться периодическое техническое диагностирование и техническое освидетельствование объектов МН (МНПП).

7.1.2 Техническому диагностированию и техническому освидетельствованию подлежат объекты МН (МНПП):

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

7.1.3 Требования к порядку проведения технического диагностирования линейной части МН (МНПП) устанавливаются в соответствии с требованиями ГОСТ Р 54907 и других НД. Требования к порядку проведения технического диагностирования трубопроводной запорной арматуры устанавливаются в соответствии с требованиями ГОСТ Р 53402.

7.1.4 На надземных МН (МНПП) применяют следующие виды технического диагностирования:

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

7.1.5 На подземных МН (МНПП) применяют следующие виды технического диагностирования:

- электрометрическое диагностирование (электрометрию) всех технологических и вспомогательных нефтепроводов (нефтепродуктопроводов) в целях оценки состояния изоляционного покрытия, наличия коррозионных дефектов стенки трубы и определения скорости коррозии, оценки состояния средств электрохимической защиты, наличия контакта с защитными кожухами;
- измерения планового положения и глубины залегания МН (МНПП) и его конструктивных элементов, проводимые в целях выявления отклонения глубины залегания МН (МНПП) от проектных значений, измерение горизонтальных смещений МН (МНПП) в процессе эксплуатации;
- наружное диагностирование методами неразрушающего контроля соединительных, конструктивных деталей, приварных элементов и ремонтных конструкций.

7.1.6 Техническое освидетельствование технических устройств, зданий и сооружений проводят в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации и технологическими регламентами эксплуатирующей организации в следующих случаях:

- окончание в планируемом году 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;

- определение текущего технического состояния технических устройств, зданий и сооружений после пребывания на консервации более одного года для ввода в эксплуатацию, а также по требованию Ростехнадзора;

- 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 (например пожар, сейсмическое воздействие и др.).

7.1.7 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.

7.1.8 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.

7.1.9 В случае 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.

7.1.10 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 применяются 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 территориальный орган федерального органа исполнительной власти, уполномоченный на осуществление контроля и надзора в области промышленной безопасности России, который осуществил регистрацию опасного производственного объекта, на котором применяется техническое устройство, оборудование, сооружение в соответствии с требованиями Федерального закона Российской Федерации [4], Приказом Минприроды Российской Федерации [5].

7.2 Переиспытания эксплуатируемых МН (МНПП) и их объектов

7.2.1 Гидравлические переиспытания МН (МНПП) 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 МН (МНПП), находящихся в эксплуатации, на которых по различным причинам не может проводиться внутритрубная диагностика (перемычки между основной и резервной нитками переходов через водные преграды, перемычки между технологическими участками МН, проходящими в одном техническом коридоре, лупинги, трубопроводы обвязки КПП СОД);

- на технологических трубопроводах ПС;

- перед вводом в эксплуатацию нефтепроводов (нефтепродуктопроводов), которые были выведены из эксплуатации на срок 3 года и более без освобождения от нефти (нефтепродуктов);

- перед вводом в эксплуатацию нефтепроводов (нефтепродуктопроводов), которые были выведены из эксплуатации на срок 1 год и более с освобождением от нефти (нефтепродуктов).

7.2.2 Требования по проведению гидравлических переиспытаний участков МН (МНПП) и их объектов устанавливает эксплуатирующая организация.

7.2.3 Периодичность гидравлических переиспытаний действующих линейных участков и входящих в них объектов МН (МНПП), на которых по различным причинам не может проводиться внутритрубное диагностирование, определяется с учетом их фактического технического состояния, но не реже одного раза в 20 лет.

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

7.2.4 Перед проведением переиспытаний МН (МНПП) и их объектов эксплуатирующей организацией 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 МН (МНПП) и их объектов в эксплуатирующей организации должна быть создана рабочая комиссия.

7.2.6 Переиспытания должны проводиться по утвержденному проекту производства работ и специальной инструкции, согласованным с проектной организацией.

7.2.7 Результаты гидравлического переиспытания должны быть оформлены актом.

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

8 Ремонтные работы на МН (МНПП) и их объектах

8.1 Определение вида ремонтных работ

8.1.1 На основании анализа результатов технического диагностирования определяется вид и планируется очередность ремонта.

8.1.2 Ремонт МН (МНПП) и их объектов подразделяется на следующие виды:

- текущий;
- капитальный;
- другие виды ремонтов в соответствии с рекомендациями предприятий — изготовителей механотехнологического оборудования, изложенными в руководстве по эксплуатации, и нормативными документами эксплуатирующей организации.

8.1.3 Каждому виду ремонта должен соответствовать метод (технология) ремонта, который устанавливается нормативными документами и руководством по эксплуатации ремонтируемого оборудования.

8.2 Организация проведения ремонтных работ на объектах линейной части МН (МНПП)

8.2.1 Планирование работ по ремонту МН (МНПП) должно проводиться в зависимости от характера и степени опасности дефектов, с учетом заключения о техническом состоянии сооружений и оборудования МН (МНПП).

8.2.2 Ремонт МН (МНПП) должен проводиться по технологиям, установленным нормативными документами эксплуатирующей организации.

8.2.3 Текущий ремонт оборудования и объектов линейной части МН (МНПП) должен выполняться совместно с техническим обслуживанием МН (МНПП) по утвержденному графику технического обслуживания и ремонта.

8.2.4 Текущий ремонт запорной арматуры и оборудования линейных сооружений МН (МНПП) может выполняться подразделениями аварийно-восстановительной службы или специализированными службами эксплуатирующей организации; капитальный ремонт — специализированными организациями.

8.2.5 Текущий ремонт электротехнических установок, линий электропередач, оборудования и средств ЭХЗ, систем телемеханики, входящих в состав линейной части МН (МНПП), должен выполняться специализированными службами эксплуатирующей организации; капитальный ремонт – сторонними организациями, имеющими опыт работы и разрешение на произведение работ на объектах МН (МНПП).

8.2.6 Проведение ремонтных работ должно начинаться после выполнения организационных и технических мероприятий, приемки специализированной подрядной организацией трассы ремонтируемого участка МН (МНПП) и письменного разрешения эксплуатирующей организации на проведение работ.

8.2.7 Работы по текущему и капитальному ремонту оборудования и объектов линейной части МН (МНПП) должны проводиться с соблюдением действующих норм и правил безопасности.

8.3 Организация ремонтных работ оборудования, зданий и сооружений перекачивающей станции (терминала, ПСП, железнодорожной и автомобильной эстакад, резервуарного парка, морского терминала)

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 Оборудование после ремонта считается принятым в эксплуатацию после проверки его технического состояния и проведения комплексного опробования в соответствии с программой испытаний. В программе испытаний оборудования должны быть предусмотрены меры безопасности.

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

8.3.5 Перечень, формы и сроки представления документации для технического обслуживания и ремонта оборудования перекачивающей станции (терминала, ПСП, железнодорожной и автомобильной эстакад, РП, морского терминала) и отчетной документации о фактически выполненных объемах ремонтных работ определяются эксплуатирующей организацией.

9 Вывод из эксплуатации объектов МН (МНПП)

9.1 Для вывода объектов МН (МНПП) из эксплуатации должен быть проведен комплекс мероприятий по сохранению их в исправном и работоспособном состоянии.

9.2 Продолжительность периода, на который объекты МН (МНПП) выводятся из эксплуатации, и условия нахождения в резерве (консервация или содержание в безопасном состоянии) должны устанавливаться эксплуатирующей организацией.

9.3 При консервации проводится предварительное освидетельствование, диагностирование, дефектоскопия объектов МН (МНПП), в том числе оборудования, в целях определения остаточного ресурса и целесообразности консервации.

9.4 Для выполнения работ по консервации и содержанию в безопасном состоянии объектов МН (МНПП), в том числе оборудования, разрабатывается проектная документация, в состав которой должны входить:

- рабочая программа работ по консервации;
- декларация промышленной безопасности на объект МН (МНПП) в состоянии консервации или содержания в безопасном состоянии;
- инструкция по техническому обслуживанию законсервированных объектов МН (МНПП) или их содержанию в безопасном состоянии;
- план ликвидации возможных аварий и план тушения пожаров на законсервированном участке МН (МНПП) (в случае применения горючих веществ в качестве консервантов);
- технико-экономическое обоснование рабочей программы по консервации, выбору консервантов и содержанию в безопасном состоянии;
- другие документы в зависимости от характеристики объекта.

9.5 Рабочая программа работ по консервации объектов МН (МНПП), в том числе оборудования, должна включать перечень планируемых организационных и технических мероприятий, порядок и методы их выполнения, состав и объемы работ, требования по пожарной безопасности, охране труда и экологической безопасности.

9.6 В рабочей программе должны быть предусмотрены вопросы документального оформления всех проводимых работ, порядок контроля и отчетность в процессе их выполнения, сроки выполнения.

9.7 Технологический регламент, устанавливающий порядок выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту законсервированного и содержащегося в безопасном состоянии оборудования объектов МН (МНПП), должен быть разработан эксплуатирующей организацией с учетом требований нормативных документов и настоящего стандарта.

9.8 Для выполнения расконсервации объектов МН (МНПП), в том числе оборудования, и ввода их в эксплуатацию должна составляться рабочая программа работ по расконсервации с указанием перечня работ, порядка и сроков их выполнения, а также необходимых мер по обеспечению пожарной безопасности при заполнении трубопроводов нефтью или нефтепродуктом. Программа должна утверждаться техническим руководителем эксплуатирующей организации.

9.9 При вводе объектов МН (МНПП), в том числе оборудования, в эксплуатацию должны проводиться обследование, проверка, испытания и измерения в соответствии с требованиями нормативных документов.

9.10 Демонтаж (снос) объектов МН (МНПП) проводят на основании проектной и рабочей документации, разработанной в соответствии с требованиями нормативных документов.

10 Электроснабжение, теплоснабжение, молниезащита и защита от статическо го электричества объектов МН (МНПП)

10.1 Общие положения

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

10.1.2 Основными задачами энергослужбы эксплуатирующей организации являются:

- обеспечение эксплуатации энергооборудования объектов МН (МНПП) в соответствии с НД;
- соблюдение удельных норм расхода энергоресурсов;
- совершенствование организации эксплуатации энергоустановок;
- анализ затрат по статье издержек на энергоресурсы 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.

10.1.3 На объектах МН (МНПП) должен быть организован коммерческий и технический учет энергоресурсов.

10.1.4 Эксплуатация, испытания, техническое обслуживание и ремонт энергоустановок должны осуществляться в соответствии с требованиями предприятий-изготовителей, правилами [6], [7] и другими нормативными документами.

10.1.5 Оценка технического состояния энергооборудования должна выполняться путем сопоставления фактических эксплуатационных параметров оборудования с установленными технической документацией и базовыми (или паспортными) его характеристиками. При этом используются результаты технического диагностирования оборудования.

10.1.6 Энергооборудование МН (МНПП) должно быть обеспечено запасными частями и материалами для своевременного и качественного выполнения технического обслуживания и ремонта.

10.1.7 Границы областей обслуживания и ответственности за эксплуатацию устройств, оборудования и сетей между энергослужбой и другими технологическими службами устанавливаются в положении, утверждаемом руководителем эксплуатирующей организации.

10.1.8 Границы раздела областей обслуживания и эксплуатационной ответственности, разграничение балансовой принадлежности энергооборудования и сетей между организациями, осуществляющими поставку энергоресурсов, и предприятиями МН (МНПП) определяются актом разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности.

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

10.1.10 К эксплуатации во взрывоопасных зонах допускается электрооборудование, изготовленное в соответствии с требованиями национальных стандартов Российской Федерации на взрывозащищенное электрооборудование.

10.1.11 Запрещается эксплуатация и использование во взрывоопасных зонах электрооборудования, электропроводок, инструмента и средств измерений, не соответствующих требованиям нормативных документов или с нарушениями элементов взрывозащиты.

10.1.12 Уровень взрывозащиты электрооборудования должен соответствовать требованиям правил [8], а вид взрывозащиты — категории и группе взрывоопасных смесей. Электрооборудование, не имеющее маркировки взрывозащиты, к установке и эксплуатации во взрывоопасных зонах не допускается.

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

10.1.14 На взрывозащищенное электрооборудование должен быть оформлен и вестись паспорт.

10.1.15 Взрывозащищенное электрооборудование и электропроводки во взрывоопасных зонах должны подвергаться наружному осмотру не реже 1 раза в 3 месяца. Результаты осмотра должны вноситься в эксплуатационную документацию (паспорт, журнал осмотра взрывозащищенного оборудования).

10.1.16 Внеочередные осмотры взрывозащищенного электрооборудования должны проводиться при его отключении устройствами защиты. Повторный ввод в работу разрешается только после выявления и устранения причины отключения.

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

10.2 Электроснабжение

10.2.1 К системе электроснабжения МН (МНПП) относятся кабельные воздушные линии электропередач, трансформаторные подстанции и стационарные электростанции.

10.2.2 Электроснабжение ЛЧ МН (МНПП) осуществляется от воздушных линий, подключение к которым сторонних потребителей не допускается.

10.2.3 Схема электроснабжения МН (МНПП) должна соответствовать категории надежности электроприемников.

10.2.4 В качестве независимого источника электроснабжения для электроприемников особой группы объектов МН (МНПП) первой категории может быть использована автономная электростанция соответствующей мощности. При использовании автономной электростанции в качестве третьего независимого источника питания запуск такой электростанции должен осуществляться автоматически.

10.2.5 Проверка работоспособности автоматического запуска автономной электростанции и автоматической подачи напряжения потребителю должна проводиться два раза в год. Степень готовности автономной электростанции к запуску проверяется соответствующими техническими службами с периодичностью, установленной в действующих НД, и регистрируется в эксплуатационной документации.

10.3 Теплоснабжение

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

10.3.2 К системам теплоснабжения объектов МН (МНПП) относятся котельные установки, тепловые сети и системы теплопотребления.

10.3.3 Эксплуатация тепловых энергоустановок МН (МНПП) осуществляется подготовленным персоналом эксплуатирующей организации. Допускается проводить эксплуатацию тепловых энергоустановок МН (МНПП) специализированной организацией.

10.3.4 Ответственный за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок объектов МН (МНПП) обеспечивает содержание тепловых энергоустановок в работоспособном и технически исправном состоянии, их эксплуатацию в соответствии с требованиями нормативных документов.

10.3.5 Границы областей обслуживания и ответственности за эксплуатацию тепловых энергоустановок между энергослужбой и другими технологическими службами МН (МНПП) устанавливаются в положении, утверждаемом руководителем эксплуатирующей организации.

10.3.6 В эксплуатирующей организации должен быть организован постоянный и периодический контроль технического состояния тепловых энергоустановок МН (МНПП) (осмотры, техническое освидетельствование).

10.3.7 Планирование, организацию проведения и контроля мероприятий по устранению дефектов тепловых энергоустановок, выявленных в результате технического диагностирования, выполняют в соответствии с требованиями нормативных документов.

10.3.8 Оборудование топливного хозяйства котельных МН (МНПП) должно обеспечивать бесперебойную подачу топлива в котельную и хранение запаса основного и резервного топлива в соответствии с нормативами, установленными в нормативных документах.

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

10.3.10 Присоединение новых потребителей к тепловым сетям объектов МН (МНПП) допускается только при наличии на источнике теплоты резерва мощности и резерва пропускной способности трубопроводов тепловой сети.

10.4 Молниезащита и защита от статического электричества

10.4.1 Здания и сооружения МН (МНПП), оборудование, аппараты, воздуховоды и внутриплощадочные коммуникации должны быть защищены от прямых ударов молнии, ее вторичных проявлений и статического электричества согласно требованиям нормативных документов. Действие данных защит не должно оказывать вредное воздействие на систему противокоррозионной защиты МН (МНПП).

10.4.2 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.

10.4.3 Для защиты от статического электричества должны использоваться заземляющие устройства электрооборудования и электроустановок. Требования к заземляющему устройству определяются в правилах [8]. Части, подлежащие заземлению, должны быть присоединены к заземляющему устройству отдельным проводником. Переходное сопротивление соединений (сварных или болтовых) не должно превышать 0,05 Ом.

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

10.4.5 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.

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

10.4.7 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.

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

10.4.9 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.

10.4.10 Заземление резервуаров должно быть выполнено в соответствии с проектной документацией и нормативными документами.

10.4.11 Наземные трубопроводы должны заземляться в начале трубопровода, в конце и в точках всех ответвлений, а также на вводах во взрывоопасные зоны и выводах из них.

10.4.12 На сальниковых компенсаторах, шарнирных и фланцевых соединениях должны быть установлены шунтирующие перемычки из гибкого медного многожильного провода. Сечение заземляющих проводников определяется проектной документацией.

10.4.13 Лицами, проводящими осмотр и проверку состояния устройств молниезащиты, составляется акт их осмотра и проверки с указанием обнаруженных дефектов, разрабатываются мероприятия по их устранению.

10.4.14 Измерение электрических сопротивлений заземляющих устройств для защиты от статического электричества должно проводиться с периодичностью и в соответствии с нормами, приведенными в правилах [6] и [8].

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

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

10.4.17 Ответственность за организацию безопасной эксплуатации устройств защиты от статического электричества и молниезащиты возлагается на главного энергетика эксплуатирующей организации.

10.4.18 Ответственность за исправное состояние устройств защиты от статического электричества и молниезащиты несет служба главного энергетика эксплуатирующей организации. Ответственные лица обязаны обеспечить эксплуатацию и ремонт устройств защиты в соответствии с нормативными документами.

10.4.19 Отсоединять и присоединять защитные проводники во время сливно-наливных операций запрещается.

11 Энергетическая эффективность объектов МН (МНПП)

11.1 Использование энергетических ресурсов при эксплуатации трубопроводного транспорта нефти (нефтепродуктов) 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.

11.2 Для определения энергетической эффективности объектов МН (МНПП) должны проводиться энергетические обследования. Виды обследований и сроки проведения определяются требованиями действующего законодательства Российской Федерации и нормативными документами эксплуатирующей организации.

11.3 По результатам энергетического обследования составляется энергетический паспорт объекта МН (МНПП), который должен содержать информацию:

- об оснащенности используемых энергетических ресурсов приборами учета;
- 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 типовых мероприятиях по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

11.4 На основании энергетического обследования разрабатывается программа энергосбережения и повышения энергоэффективности использования топливно-энергетических ресурсов.

11.5 Программа энергосбережения и повышения энергоэффективности должна включать в себя:

- целевые показатели энергосбережения и повышения энергетической эффективности, достижение которых должно обеспечиваться эксплуатирующей организацией 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 планируется производственными или инвестиционными программами эксплуатирующей организации (далее — показатели энергетической эффективности объектов).

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

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

11.8 При описании целевых показателей в программе указывается необходимость обязательного определения значений целевых показателей, мероприятий, направленных на их достижение, ожидаемых экономического и технологического эффектов от реализации мероприятий и ожидаемых сроков окупаемости вложенных средств, а также устанавливаются:

- методы определения эксплуатирующей организацией значений целевых показателей (в рамках значений целевых показателей, установленных регулирующим органом) для каждого года кратко-, средне- и долгосрочного периодов действия программы (в случае их выделения в программе) для обособленных подразделений и (или) территорий, на которых эксплуатирующая организация осуществляет регулируемый вид деятельности (если определение значений не ограничено или не исключено технологическими условиями, в которых эксплуатирующая организация осуществляет регулируемый вид деятельности);
- методы корректировки эксплуатирующей организацией рассчитанных значений целевых показателей исходя из значений таких показателей, внесенных в утвержденные производственную и инвестиционную программы эксплуатирующей организации и фактически достигнутых в ходе выполнения программы;
- методы определения эксплуатирующей организацией экономического и технологического эффектов от реализации мероприятий, направленных на достижение установленных (рассчитанных) значений целевых показателей, и сроков окупаемости вложенных средств.

11.9 Обязательные мероприятия должны включать в себя:

- технические мероприятия по оптимизации технологического процесса перекачки нефти (нефтепродуктов);
- технические мероприятия по энергосбережению в системе электроснабжения;
- технические мероприятия по оптимизации технологического процесса накопления нефти (нефтепродуктов);
- технические мероприятия по энергосбережению при выработке тепловой энергии;
- технические мероприятия по энергосбережению в сети теплоснабжения;
- технические мероприятия по энергосбережению в системах водоснабжения и водоотведения;
- технические мероприятия по экономии моторного топлива и смазочных материалов.

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

11.11 Показатели энергетической эффективности объектов устанавливаются отдельно для каждого осуществляемого эксплуатирующей организацией регулируемого вида деятельности в отношении всех или части объектов, создание или реконструкция которых планируется производственной или инвестиционной программами эксплуатирующей организации.

12 Защита от коррозии линейной части и объектов МН (МНПП)

12.1 Общие требования

12.1.1 Все подземные металлические сооружения МН (МНПП) (линейная часть, технологические и вспомогательные трубопроводы, резервуары) в соответствии с проектной документацией должны быть защищены от всех видов почвенной коррозии.

12.1.2 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 Р 51164.

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

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

12.1.5 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).

12.1.6 Все средства ЭХЗ и средства контроля их защитного действия, применяемые для защиты от коррозии МН (МНПП), должны иметь документацию, подтверждающую их предварительное испытание на предприятии-изготовителе.

12.1.7 Антикоррозионное покрытие на законченных строительством участках трубопроводов длиной более 200 м подлежит контролю методом катодной поляризации на соответствие утвержденной проектной документацией. 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.

12.2 Требования к эксплуатации средств ЭХЗ и контролю защищенности МН (МНПП) от коррозии

12.2.1 Для обеспечения эффективной и надежной работы средств ЭХЗ в составе эксплуатирующей организации должна быть создана производственная служба ЭХЗ.

12.2.2 Структура, состав, оснащенность производственной службы ЭХЗ определяются в положении, утвержденном руководителем эксплуатирующей организации.

12.2.3 Для обеспечения надежной и эффективной работы средств ЭХЗ должны выполняться:

- оперативный контроль значений защитных потенциалов на трубопроводе 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, значений рабочих параметров станций катодной защиты, станций дренажной защиты и протекторных установок;
- техническое обслуживание и ремонт оборудования ЭХЗ.

12.2.4 Результаты контроля, выполнения технического обслуживания и ремонта оборудования ЭХЗ должны вноситься в эксплуатационную документацию.

12.2.5 Для контроля работы средств ЭХЗ на каждом МН (МНПП) должны быть установлены контрольно-измерительные пункты ЭХЗ с возможностью измерения величины поляризационного потенциала.

12.2.6 Измерение защитных потенциалов на МН (МНПП) на всех контрольно-измерительных пунктах ЭХЗ проводят два раза в год в период максимального увлажнения грунта. При этом внеочередные измерения проводят на участках, где проводились ремонтно-восстановительные работы на МН (МНПП) 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).

12.2.7 Одновременно при измерениях защитного потенциала МН (МНПП) должны проводиться измерения:

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

12.2.8 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 системы ЭХЗ на суммарный срок не более 10 суток в год.

12.2.9 В целях определения состояния противокоррозионной защиты МН (МНПП) должны проводиться обследования коррозионного состояния участков МН (МНПП) и ранжирование их по степени коррозионной опасности.

12.2.10 Все обнаруженные при обследовании повреждения защитного покрытия должны быть точно привязаны к трассе МН (МНПП), учтены в эксплуатационной документации, включены в графики ремонтных работ и устранены в запланированные сроки.

12.2.11 Документация по контролю состояния ЭХЗ и защитного покрытия, а также по измерениям величины защитного потенциала подлежит хранению в течение всего периода эксплуатации МН (МНПП).

12.2.12 После ремонта электрооборудования должны быть выполнены испытания и измерения в соответствии с правилами [6], заводской и ремонтной документацией.

12.2.13 Служба ЭХЗ эксплуатирующей организации, выполняющая плановые мероприятия технической эксплуатации средств ЭХЗ, должна иметь резервный фонд основных устройств и материалов.

12.2.14 Проектная и исполнительная документация, оформленная при приемке в эксплуатацию средств ЭХЗ, должна храниться службой ЭХЗ в течение всего срока службы МН (МНПП).

12.2.15 Службой ЭХЗ должны вестись эксплуатационная документация и учет работы средств ЭХЗ, защищенности МН (МНПП) по времени и протяженности, должен проводиться анализ отказов в соответствии с требованиями соответствующего НД по контролю и учету работы системы противокоррозионной защиты МН (МНПП).

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

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

12.2.18 Для каждой системы противокоррозионной защиты МН (МНПП) должно быть организовано ведение документации по контролю и учету работы системы.

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

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

- автоматизированные системы измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов;
- стационарные уровнемеры для дистанционного контроля уровня взливов нефти и нефтепродуктов в мерах вместимости и мерах полной вместимости;
- расходомеры различных типов;
- меры вместимости и меры полной вместимости;
- средства измерения 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 давления и температуры, измерительные рулетки с лотом, электронные рулетки и плотномеры, метрштоки, ареометры, термометры, ручные пробоотборники и др.);
- анализаторы качества нефти (нефтепродуктов) (ручные, поточные и лабораторные).

13.2 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 Р 8.595.

13.3 Средствами получения измерительной информации о количестве и показателях качества нефти (товарной нефти) и нефтепродуктов при осуществлении таможенных, торговых и товарообменных операций должны быть автоматизированные (автоматические) СИ.

13.4 Измерения количества и показателей качества нефти (нефтепродуктов) в мерах вместимости и мерах полной вместимости могут выполняться без применения автоматизированных (автоматических) средств измерений.

13.5 Средства измерений, применяемые в качестве резерва СИКН, должны реализовывать прямые или косвенные динамические измерения.

13.6 СИКН, предназначенные для косвенных динамических измерений массы, подвергаются испытаниям в целях утверждения типа средств измерений в соответствии с требованиями [9] и должны иметь свидетельства установленного образца в соответствии с требованиями [10]. Составные части таких систем могут быть в добровольном порядке представлены для испытаний в целях утверждения типа.

13.7 Меры вместимости, магистральные и технологические трубопроводы должны иметь градуировочные таблицы, утвержденные в установленном порядке.

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

14 Метрологическое обеспечение производственной деятельности

14.1 Общие требования к измерениям, единицам величин, эталонам единиц величин, стандартным образцам, средствам измерений, методикам (методам) измерений, применяемым в трубопроводном транспорте нефти (нефтепродуктов), должны соответствовать положениям Федерального закона [11].

14.2 Измерения, относящиеся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, должны выполняться по аттестованным в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.563 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 средства измерений, аттестации не подлежат.

14.3 Стандартные образцы и средства измерений, применяемые при эксплуатации, техническом обслуживании и выполнении работ по диагностированию на объектах МН (МНПП), должны пройти испытания в целях утверждения типа в соответствии с требованиями [9] и иметь свидетельства установленного образца в соответствии с требованиями [10]. Сведения об утвержденных типах стандартных образцов и средств измерений должны быть внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

14.4 При выполнении работ по эксплуатации и техническому обслуживанию МН (МНПП) должны применяться средства измерений, прошедшие поверку или калибровку в установленном порядке.

14.5 Метрологическое обеспечение измерительных систем должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 8.596.

14.6 Испытательное оборудование должно быть аттестовано в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.568, и результаты аттестации должны удостоверяться аттестатом установленного образца.

15 Автоматизированная система управления технологическим процессом транспорта нефти (нефтепродуктов) по МН (МНПП)

15.1 Общие положения

15.1.1 К техническим средствам автоматизированного управления МН (МНПП) относятся системы автоматизации и телемеханизации технологического оборудования ПС и линейной части МН (МНПП).

15.1.2 Технические средства автоматизированной системы управления МН (МНПП) должны соответствовать требованиям проектной документации и действующих на момент ввода в эксплуатацию НД.

15.1.3 Вводимые в эксплуатацию средства автоматизации и телемеханизации должны иметь разрешение на применение на объектах МН (МНПП), полученное в установленном порядке.

15.1.4 Система автоматизации объекта МН (МНПП) должна содержаться в состоянии, обеспечивающем автоматическую защиту и блокировку, контроль и управление технологическим оборудованием, вспомогательными системами, пожаротушением.

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

15.1.6 Установки предупредительной сигнализации, защит и блокировок должны регистрироваться в соответствующих картах. Корректировку установок проводят при изменении НД эксплуатирующей организации, замене или модернизации технологического оборудования.

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

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

15.2 Эксплуатация АСУ ТП

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

15.2.2 Для обеспечения работоспособности средств автоматизации и телемеханизации в эксплуатирующей организации 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, повреждений, разработку и реализацию мероприятий по повышению надежности систем автоматизации и телемеханизации;
- поддержание на необходимом уровне аварийного запаса, неснижаемого технологического резерва и обменного фонда средств автоматизации, телемеханизации и контрольно-измерительных приборов.

15.2.3 При эксплуатации средств автоматизации и СИ во взрывозащищенном исполнении должны выполняться требования, предусмотренные техническим регламентом [12] и инструкциями предприятий-изготовителей по их эксплуатации.

15.3 Техническое обслуживание АСУ ТП

15.3.1 Работоспособное состояние оборудования систем автоматизации и телемеханизации объектов МН (МНПП) обеспечивается проведением технического обслуживания оборудования.

15.3.2 Для восстановления работоспособности оборудования систем автоматизации и телемеханизации после аварий на объектах МН (МНПП) и для выполнения внеплановых ремонтов, не предусмотренных в графике технического обслуживания и ремонта, должны создаваться аварийный запас и неснижаемый технологический резерв оборудования систем автоматизации и телемеханизации. Для оперативного пополнения неснижаемого технологического резерва должен создаваться обменный фонд оборудования систем автоматизации и телемеханизации.

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

15.3.4 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 должно выполняться в соответствии с графиком, эксплуатационной и проектной документацией.

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

15.3.6 Ведение технической документации по эксплуатации средств автоматизации и телемеханизации должно проводиться по единым образцам, предусмотренным в НД эксплуатирующей организации.

16 Оперативно-производственная и технологическая связь

16.1 Оперативно-производственная и технологическая сети связи МН (МНПП) состоят из линейных и станционных сооружений.

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

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

16.4 Техническую эксплуатацию оперативно-производственных и технологических сетей связи МН (МНПП) должны осуществлять специализированные предприятия.

16.5 Оперативно-производственные и технологические виды связи установлены в приложении Б.

16.6 Объем и качество оперативно-производственной и технологической связи, предоставляемой по договорам операторами связи, определяются эксплуатирующей организацией.

16.7 Технологические виды связи должны действовать круглосуточно.

16.8 Все работы по обслуживанию и ремонту средств связи, сопровождающиеся их временным отключением, должны согласовываться с потребителями услуг связи.

16.9 Персонал, находящийся на трассе МН (МНПП), обеспечивается двухсторонней радиотелефонной связью.

16.10 Организация связи на период ликвидации аварий, инцидентов и их последствий на объектах МН (МНПП) осуществляется в соответствии с инструкциями по организации связи на период ликвидации аварий, инцидентов и их последствий на объектах МН (МНПП).

16.11 Организация связи при проведении ремонтных и строительных работ на объектах МН (МНПП) должна осуществляться в соответствии с положениями о совместных действиях по организации связи при производстве работ на объектах эксплуатирующей организации. Подразделения организации, обеспечивающей связь на объектах МН (МНПП), должны принимать участие в подготовке плана ликвидации возможных аварий на МН (МНПП) и организации связи при их ликвидации.

17 Организация и обеспечение транспортировки нефти (нефтепродуктов) по МН (МНПП)

17.1 Требования к технологическим режимам работы МН (МНПП)

17.1.1 В целях оптимальной загруженности МН (МНПП) перекачка нефти (нефтепродуктов) выполняется согласно плану-графику. Параметры работы МН (МНПП) должны описываться в кар-

тах технологических режимов работы, а порядок пуска, перевода с режима на режим, остановки МН (МНПП) должны описываться в соответствующих инструкциях, разрабатываемых эксплуатирующей организацией.

17.1.2 Технологический режим работы МН (МНПП) должен обеспечивать перекачку нефти (нефтепродукта) с требуемой производительностью, с наименьшими эксплуатационными затратами, с соблюдением разрешенных рабочих давлений по участкам МН (МНПП).

17.1.3 Технологический режим работы МН (МНПП) характеризуется следующими основными параметрами:

- производительностью перекачки;
- объемом подкачки (отбора);
- количеством, типом и номерами работающих подпорных и магистральных насосных агрегатов на каждой ПС;
- рабочим давлением на приеме и на выходе каждой ПС, а в случаях применения регулятора давления дополнительно задается значение рабочего давления в коллекторе магистральных насосных агрегатов ПС;
- энергопотреблением ПС;
- вязкостью и плотностью закачиваемой в МН (МНПП) нефти (нефтепродукта);
- объемом ввода противотурбулентной присадки (при ее использовании);
- объемом ввода депрессорной присадки (при ее использовании).

17.1.4 Разрешенное давление по участкам МН (МНПП) устанавливается с учетом раскладки труб и их фактического состояния. Рабочее давление на участке МН (МНПП) на всех режимах работы МН (МНПП) должно быть не выше максимально разрешенного давления.

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

17.1.6 Режимы работы МН (МНПП) должны рассчитываться в интервале от минимальной производительности МН (МНПП) до максимальной. При отсутствии на ПС магистральных насосных агрегатов с частотно-регулируемыми приводами режимы работы МН (МНПП) должны рассчитываться с шагом равным включению минимального количества насосных агрегатов для перехода с одного установившегося режима на следующий.

17.1.7 Режимы работы МН (МНПП) могут различаться:

- комбинациями включения-отключения лупингов, перемычек, параллельных лупингам участков основной нитки МН (МНПП);
- комбинациями включения насосных агрегатов (параллельным или последовательным), в том числе с разными рабочими колесами;
- значениями параметров плотности и вязкости перекачиваемой нефти (нефтепродуктов);
- производительностями подкачки либо отбора нефти (нефтепродукта) по трассе МН (МНПП) либо на ПС.

17.1.8 Технологические режимы работы МН (МНПП) с производительностью ниже проектной должны обеспечиваться:

- использованием сменных роторов магистральных насосов;
- уменьшением количества работающих ПС;
- заменой действующих насосов на типоразмеры меньшей производительности;
- установкой приводов, регулирующих частоту вращения роторов магистральных насосов.

17.1.9 Рассчитываемые технологические режимы работы МН (МНПП) должны соответствовать критерию минимальных удельных (на единицу грузооборота) затрат на электроэнергию.

17.2 Ведение технологических процессов

17.2.1 Технологический процесс перекачки 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) проводится через один и тот же резервуар или группу резервуаров – применяется для компенсации неравномерности перекачки на смежных участках МН (МНПП).

17.2.2 При изменении направления транспортировки нефти (нефтепродуктов) без остановки перекачки закрытие арматуры в текущем направлении перекачки должно проводиться только после открытия арматуры в новом направлении перекачки.

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

17.2.4 В целях уменьшения усталостных напряжений в металле труб и оборудования, повышения их долговечности необходимо обеспечить наиболее длительную работу МН (МНПП) в заданном технологическом режиме.

17.2.5 При нештатном (незапланированном) изменении значений технологических параметров работы МН (МНПП) (производительности, давления), отказах или повреждениях технологического оборудования должны быть приняты меры в соответствии с действующими НД эксплуатирующей организации.

17.2.6 Учет количества нефти (нефтепродуктов) осуществляется в тоннах.

17.2.7 На нефть (нефтепродукты), принимаемые к транспортировке, должны оформляться документы, подтверждающие их количество и качество.

17.2.8 Все переключения на ЛЧ МН (МНПП), технологических трубопроводах, в РП, пуски и остановки основного оборудования, изменения режимов работы ПС должны регистрироваться автоматизированными системами управления МН (МНПП). Оперативный персонал ПС, наливных станций, спецморпортов, ПСП и персонал диспетчерских подразделений регистрирует выполняемые технологические операции в оперативном (вахтовом) журнале.

17.2.9 МН (МНПП), резервуары, основное перекачивающее оборудование должны выводиться из работы или резерва только по согласованию с диспетчерской службой эксплуатирующей организации.

17.2.10 Запрещается использовать запорную арматуру, установленную на линейной части МН (МНПП) и технологических трубопроводах перекачивающих станций перевалочных терминалов, ПСП, железнодорожных и автомобильных эстакад, РП, морских терминалов, в качестве регулирующей арматуры.

17.3 Организация перекачки нефти (нефтепродуктов) в особых условиях

17.3.1 Последовательная перекачка, способы контроля и сопровождения различных партий нефти (нефтепродуктов)

17.3.1.1 Перекачка нескольких сортов нефти (нефтепродуктов) по одному МН (МНПП) должна осуществляться последовательно с соблюдением требований по сохранению их качества.

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

17.3.1.3 Основные параметры последовательной перекачки [последовательность подачи различных нефтей (нефтепродуктов) в МН (МНПП), метод контактирования, величина партий нефтей (нефтепродуктов), условия разделения партий нефтей (нефтепродуктов) на конечном пункте, методы реализации смеси нефтей (нефтепродуктов)] должны определяться технологическим расчетом и отражаться в соответствующей документации.

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

17.3.1.5 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 по возможности на промежуточных точках.

17.3.1.6 При сдаче смеси нефтей (нефтепродуктов) грузополучателям содержание одного сорта нефти (нефтепродукта) в другом должно отвечать установленным требованиям по качеству.

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

- скорость перекачки выбирать максимально возможной;
- отключить лупинги, резервные нитки;

- исключить наличие самотечных участков;
- перекачку нефти (нефтепродуктов) проводить на режиме «из насоса в насос».

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

17.3.2.1 Перекачка высоковязких и высокозастывающих нефтей (темных нефтепродуктов) по МН (МНПП) должна осуществляться одним из следующих способов:

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

Допустимая минимальная температура перекачиваемого продукта должна определяться теплогидравлическим расчётом и указываться в проектной документации.

17.3.2.2 Давление в МН (МНПП) при заполнении его транспортируемой нефтью (темными нефтепродуктами) должно устанавливаться в соответствии с теплогидравлическим расчетом процесса пуска. Принятое расчетное давление не должно быть ниже упругости паров транспортируемой нефти (темных нефтепродуктов) при максимальной температуре перекачиваемой среды на данном участке МН (МНПП).

17.3.2.3 Температура нефти (темных нефтепродуктов), поступающих в МН (МНПП) в период пуска, должна соответствовать тепловому расчету и быть не ниже номинальной температуры для условий стационарного режима перекачки. Температура нефти (темных нефтепродуктов), поступающих в МН (МНПП) в период пуска, должна устанавливаться исходя из требований, предъявляемых к сохранности изоляционных и теплоизоляционных покрытий и обеспечению допустимых температурных напряжений в металле трубы.

17.3.2.4 Количество вводимой присадки должно определяться на основании реологических исследований, выполненных в лабораторных условиях, а также по результатам опробования в промышленных условиях и указываться в карте режимов МН (МНПП).

17.3.2.5 Нормы температуры подогрева и допустимого значения температуры остывания нефти (темных нефтепродуктов) при остановках перекачки должны указываться в инструкции по организации перекачки нефти (нефтепродукта) с аномальными свойствами.

17.3.2.6 При застывании нефти (темных нефтепродуктов) в МН (МНПП) они должны вытесняться маловязкими нефтью (темными нефтепродуктами) в стационарные или передвижные емкости, находящиеся у линейной арматуры, на ПС или станциях подогрева.

17.3.2.7 Конструктивные особенности сооружений, параметры оборудования и устройств МН для перекачки высокосернистых, сернистых и с наличием сероводорода нефтей устанавливаются в проектной документации в соответствии с НД. Эксплуатация МН, перекачивающих указанные нефти, должна проводиться по отдельно разработанным регламентам, инструкциям и другим документам, предусматривающим обеспечение безопасной и надежной эксплуатации МН.

17.3.3 Особенности организации перекачки нефти (нефтепродуктов) по МН (МНПП) со сложным рельефом трассы

17.3.3.1 Для МН (МНПП) со сложным рельефом трассы допускается перекачка с неполным заполнением поперечного сечения МН (МНПП) нефтью (нефтепродуктами) после перевальной точки. В этом случае разрабатывается технологический регламент эксплуатации МН (МНПП) с самотечными участками.

17.3.3.2 При наличии проектных решений, предусматривающих исключение работы с самотечными участками, в картах технологических режимов должны быть указаны параметры работы станции защиты МН (МНПП) для каждого режима перекачки.

17.4 Диспетчерское управление МН (МНПП)

17.4.1 Диспетчеризация транспорта нефти (нефтепродуктов) — совокупность процессов централизованного оперативного контроля и управления процессами приема нефти (нефтепродуктов) от их производителей (поставщиков), перекачки нефти (нефтепродуктов) по МН (МНПП), слива, налива, перевалки и сдачи нефти (нефтепродуктов) в пунктах назначения, формирования и распределения оптимальных грузопотоков по маршрутам их перекачки.

17.4.2 Целью диспетчеризации является оперативное управление товарно-коммерческой деятельностью по организации транспорта нефти (нефтепродуктов) по МН (МНПП).

17.4.3 Оперативное диспетчерское управление должно осуществляться:

- на уровне управляющей организации — центром управления транспортом нефти (нефтепродуктов);
- на уровне эксплуатирующей организации (группы эксплуатирующих организаций) — структурным диспетчерским подразделением территориального диспетчерского центра.

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

- оперативное планирование и управление транспортом нефти (нефтепродуктов) по МН (МНПП) на основании коммерческих договоров, графиков, маршрутных поручений по приему, транспорту, накоплению и поставке нефти (нефтепродуктов);
- учет приема, перекачки, перевалки и поставки нефти (нефтепродуктов);
- контроль количества нефти (нефтепродуктов) в резервуарных парках производителей (поставщиков), эксплуатирующей организации и грузополучателей;
- контроль наличия свободной вместимости резервуарных парков производителей (поставщиков), эксплуатирующей организации и грузополучателей;
- принятие необходимых мер по изменению грузопотоков в случаях возникновения нештатных (форс-мажорных) ситуаций на трубопроводах или при коммерческой (экономической) необходимости.

17.4.5 Структурное диспетчерское подразделение эксплуатирующей организации (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 эксплуатирующей организации;
- учет приема, перекачки, перевалки и поставки нефти (нефтепродуктов);
- обеспечение оптимального технологического процесса транспорта нефти (нефтепродуктов);
- контроль основных технологических параметров работы объектов МН (МНПП);
- учет наличия нефти (нефтепродуктов), движения нефти (нефтепродуктов) по отдельным трубопроводам или группе трубопроводов, наличия свободной вместимости резервуарных парков;
- согласование сроков и порядка проведения плановых работ, пуска СОД, 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) в резервуарных парках производителей, эксплуатирующей организации и грузополучателей;
- контроль наличия свободной вместимости резервуарных парков производителей, эксплуатирующей организации и грузополучателей;
- принятие необходимых мер по изменению грузопотоков в случаях возникновения нештатных (форс-мажорных) ситуаций на трубопроводах или при коммерческой (экономической) необходимости;
- контроль и анализ баланса транспорта нефти (нефтепродуктов) по МН (МНПП) эксплуатирующей организации в целом и по отдельным ее участкам;
- контроль показателей качества транспортируемых нефтей (нефтепродуктов).

17.4.6 Структурное диспетчерское подразделение филиала эксплуатирующей организации 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).

17.4.7 Структурное диспетчерское подразделение эксплуатирующей организации (группы, филиала), наделенное функцией непосредственного управления, должно осуществлять:

- непосредственное управление технологическим процессом транспорта нефти (нефтепродуктов);
- контроль технологических параметров процесса транспорта нефти (нефтепродуктов).

17.4.8 Непосредственное управление объектами МН (МНПП) проводит диспетчерское подразделение, наделенное функцией непосредственного управления с использованием автоматизированных систем управления. Непосредственное управление объектами энергоснабжения, связи выполняет оперативный персонал по соответствующим направлениям деятельности.

17.4.9 При наличии в составе ПС РП, работающего с разными сортами нефти (нефтепродуктов) в режиме приема и поставки по нескольким трубопроводам, непосредственное управление группой технологических объектов ПС проводит диспетчер местного диспетчерского пункта.

17.4.10 Диспетчерский персонал местного диспетчерского пункта должен осуществлять:

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

18 Промышленная, пожарная безопасность и охрана труда на объектах МН (МНПП)

18.1 Общие требования к промышленной безопасности

18.1.1 Объекты МН (МНПП) и установленное на них оборудование должны соответствовать проектной документации. Изменения проектных решений должны осуществляться по согласованию с проектными организациями с последующим внесением принятых решений в техническую документацию.

18.1.2 Эксплуатация объектов МН (МНПП) должна осуществляться с выполнением требований промышленной безопасности, включая:

- идентификацию опасных производственных объектов;
- лицензирование деятельности по эксплуатации;
- организацию эксплуатации МН (МНПП) с соблюдением требований настоящего стандарта и других НД;
- поддержание в готовности систем управления и оповещения, сил и средств по ликвидации аварий и их последствий на МН (МНПП);
- обязательное страхование рисков ответственности за причинение вреда при эксплуатации опасных производственных объектов;
- разработку деклараций промышленной безопасности объектов МН (МНПП) в соответствии с Федеральным законом Российской Федерации [4];
- организацию и ведение производственного контроля за соблюдением требований безопасности;
- обеспечение спецодеждой и сертифицированными средствами индивидуальной защиты эксплуатационного персонала МН (МНПП);
- допуск к работе на объектах МН (МНПП) работников, удовлетворяющих соответствующим квалификационным требованиям;
- проведение обследований и диагностирования объектов МН (МНПП), оборудования, зданий и сооружений;
- осуществление мероприятий по локализации последствий аварий и ЧС на объектах МН (МНПП), в том числе разработку планов ликвидации возможных аварий и планов ликвидации разливов нефти (нефтепродуктов);
- ведение учета и анализа аварий, инцидентов и несчастных случаев на объектах МН (МНПП) и представление данных по ним в органы государственного надзора;
- проведение экспертными организациями экспертизы промышленной безопасности по согласованным с эксплуатирующей организацией программам с привлечением аккредитованных специализированных лабораторий.

18.1.3 Организацию и осуществление производственного контроля проводят в соответствии с требованиями постановления Правительства Российской Федерации [13].

18.1.4 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.

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

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

18.2 Общие требования пожарной безопасности

Пожарная безопасность магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов в процессе эксплуатации, технического обслуживания и ремонта должна обеспечиваться в соответствии с требованиями, установленными в нормативных правовых актах Российской Федерации по пожарной безопасности.

18.3 Общие требования по охране труда

18.3.1 Основной задачей подразделений по организации работ в области охраны труда является реализация государственных требований в области охраны труда в соответствии с Трудовым кодексом Российской Федерации [15].

18.3.2 Безопасные условия труда должны обеспечиваться планомерным и систематическим проведением комплекса организационных, социальных и технических мероприятий.

18.3.3 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 правилами [16].

18.3.4 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.

18.3.5 На объектах МН (МНПП) должны быть разработаны инструкции по охране труда по профессиям и видам работ с учетом конкретных условий, специфики производства и инструкции по эксплуатации оборудования.

18.3.6 Руководитель объекта несет ответственность за подготовку инструкций по охране труда и обеспечение ими работающих, за обучение и проверку знаний требований охраны труда у работников.

18.3.7 Должностные инструкции ответственных лиц, инструкции по охране труда работающих по профессиям и видам работ разрабатываются в соответствии с выполняемыми производственными функциями и обязательно включают обязанности работников по охране труда.

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

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

18.3.10 Обучение работников эксплуатирующей организации МН (МНПП) 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);
- практическом обучении непосредственно на рабочем месте (стажировке) перед допуском к самостоятельной работе, связанной с обслуживанием, испытанием, наладкой и ремонтом оборудования, применением в работе опасных и вредных веществ;
- 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;
- проведении производственного обучения безопасности труда на рабочем месте.

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

18.3.12 Предварительные (при поступлении на работу) и периодические (в течение трудовой деятельности) медицинские осмотры (обследования), обязательные психиатрические освидетельствования работников проводятся в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации и установленными в эксплуатирующей организации нормами и правилами.

18.3.13 Лица, не прошедшие предварительный или периодический осмотр либо имеющие медицинские противопоказания, к работе не допускаются.

18.3.14 В соответствии со спецификой и структурой эксплуатирующей организации должен осуществляться производственный контроль за состоянием условий и охраны труда.

19 Экологическая безопасность эксплуатации МН (МНПП)

19.1 Все работы по эксплуатации объектов и систем МН (МНПП) должны выполняться в соответствии с природоохранными требованиями нормативных правовых актов Российской Федерации и ее субъектов, национальных стандартов Российской Федерации и иных НД в области охраны окружающей среды.

19.2 Эксплуатирующая организация обязана документировать свою деятельность по охране окружающей среды, иметь разрешительную документацию на все виды воздействия на окружающую среду (выбросы, сбросы, обращение с отходами производства и потребления), оформленную в соответствии с действующими нормативными правовыми актами. Все работы, связанные с забором воды из поверхностных водных объектов, сбросом сточных, дренажных вод, а также вод после гидравлических испытаний МН (МНПП), должны осуществляться по основаниям и в порядке, установленном Водным кодексом Российской Федерации [17].

19.3 Эксплуатирующая организация должна разрабатывать мероприятия, направленные на снижение негативного воздействия на окружающую среду, обеспечивать обезвреживание выбросов и сбросов загрязняющих веществ, обезвреживание и безопасное размещение отходов производства и потребления — в соответствии с Федеральным законом [18], проводить мероприятия по восстановлению природной среды, рекультивации земель, благоустройству территорий — в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации.

19.4 В целях обеспечения выполнения плана мероприятий по охране окружающей среды, мероприятий по восстановлению природной среды, а также в целях соблюдения природоохранных требований в эксплуатирующей организации должен быть организован производственный экологический контроль в соответствии с Федеральным законом [19].

19.5 Производственный экологический контроль должен осуществляться экологической службой эксплуатирующей организации в соответствии с планом-графиком контроля, утвержденным руководителем эксплуатирующей организации. Информация о лицах, ответственных за проведение производственного экологического контроля, об организации экологической службы в эксплуатирующей организации, а также результаты производственного экологического контроля должны представляться в уполномоченные органы исполнительной власти, осуществляющие государственный экологический контроль.

19.6 На объектах МН (МНПП) 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.

19.7 Мероприятия по охране окружающей среды в процессе эксплуатации МН (МНПП) должны быть направлены на:

- предотвращение загрязнения поверхностных и подземных вод, земельных ресурсов, предотвращение или снижение загрязнения атмосферного воздуха;
- предотвращение развития и снижение 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 МН (МНПП) и на прилегающих территориях;
- снижение негативного воздействия на водные биологические ресурсы и среду их обитания;
- исключение нарушений путей массовой миграции животных, попадания их на объекты хранения шламов и отходов, под движущийся транспорт или столкновения с проводами;
- защиту животных от воздействий электромагнитных полей, шума, вибрации;
- снижение объемов загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух и сбрасываемых в водные объекты;
- снижение объемов и токсичности отходов производства и потребления.

19.8 При эксплуатации МН (МНПП) на участках пересечения водных преград, заболоченных и обводненных территориях должны выполняться требования ГОСТ 17.1.3.05 и ГОСТ 17.1.3.10.

19.9 При эксплуатации МН (МНПП), расположенных на лесных землях, должны выполняться требования Лесного кодекса Российской Федерации [20].

20 Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций на объектах МН (МНПП)

20.1 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.

20.2 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 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 гражданской ответственности за причинение вреда в результате аварии на опасном производственном объекте;
- создание резервов материальных и финансовых ресурсов для ликвидации ЧС.

20.3 Для предотвращения ЧС, обусловленных разливом нефти (нефтепродуктов), в эксплуатирующей организации должны быть приняты и проводиться:

- технические решения и мероприятия по исключению возможности разгерметизации МН (МНПП) 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 МН (МНПП) и противодействию возможным террористическим актам.

21 Охрана объектов МН (МНПП)

21.1 Основные положения

21.1.1 Объекты МН (МНПП) относятся к опасным производственным объектам и в соответствии с Федеральными законами [21], [22] подлежат защите от совершения террористических актов и противоправных действий, а также от проникновения посторонних лиц на опасный производственный объект.

21.1.2 На площадочных объектах и объектах ЛЧ МН (МНПП) должна быть создана система физической защиты для обеспечения безопасности функционирования объектов, защиты обслуживающего персонала и окружающей среды.

21.1.3 Система физической защиты включает:

- организационные мероприятия и силы охраны;
- комплекс ИТСО.

21.1.4 Целями создания системы физической защиты являются:

- своевременное обнаружение, предупреждение и пресечение фактов несанкционированного вмешательства в процесс нормального функционирования объектов МН (МНПП);
- предотвращение угроз жизни и здоровью людей;
- недопущение нанесения материального и экологического ущерба;

- недопущение хищения материальных ценностей с объекта, в том числе транспортируемых по МН (МНПП) нефти (нефтепродуктов).

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

- предотвращение несанкционированного проникновения на территорию объекта, в места хранения материальных ценностей, здания и строения, расположенные на территории объекта, в режимные помещения;

- предотвращение несанкционированного подключения к МН (МНПП) (оперативное обнаружение несанкционированных врезок, осуществляемых в целях хищения транспортируемого продукта);

- своевременное обнаружение и пресечение противоправных действий, угрожающих безопасности объекта;

- своевременное обнаружение и пресечение посягательств на целостность и сохранность имущества;

- выявление факторов, влияющих на состояние безопасности экономических интересов эксплуатирующей организации МН (МНПП).

21.2 Силы охраны объектов МН (МНПП)

21.2.1 Охрана объектов МН (МНПП) и деятельность подразделений охраны должны осуществляться в соответствии с законодательством Российской Федерации [21], [22].

21.2.2 Непосредственную ответственность за организацию охраны объектов МН (МНПП) и обеспечение контроля над ее надлежащим осуществлением несут руководители эксплуатирующей организации МН (МНПП).

21.2.3 Силы охраны объекта включают:

- личный состав караула по охране объекта;

- личный состав подвижных групп по охране ЛЧ МН (МНПП), которая находится в зоне ответственности объекта.

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

21.2.5 Расчет численности сил охраны проводится на основе НД эксплуатирующей организации.

21.3 Оборудование объектов МН (МНПП) комплексами инженерно-технических средств охраны

21.3.1 Степень оснащения объекта комплексами ИТСО зависит от его категории, определенной в Федеральном законе Российской Федерации [23], которая учитывает степень потенциальной опасности совершения акта незаконного вмешательства и его возможных последствий. Объект оборудуется ИТСО, которые интегрируются в комплекс. Оснащение объекта комплексами ИТСО осуществляется по проектной документации, разработанной в соответствии с требованиями НД эксплуатирующей организации.

Оснащение объекта комплексами ИТСО включает строительство, монтаж и эксплуатацию ИТСО.

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

21.3.3 Руководители эксплуатирующей организации совместно с представителями региональных органов исполнительной власти, органов власти субъектов Российской Федерации должны осуществлять систематическое обследование объектов на предмет обеспечения их безопасного функционирования и антитеррористической защищенности.

21.3.4 Инженерные средства охраны

21.3.4.1 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.

21.3.4.2 Запретная зона создается на внутренней территории объекта, она должна быть свободна от строительных и инженерных сооружений и оборудована ограждением. С внешней стороны основного ограждения периметра создается полоса отчуждения (пожарозащитная полоса). В ограждениях устраиваются калитки.

21.3.4.3 Инженерные заграждения предназначены для затруднения продвижения нарушителя и создания благоприятных условий для его задержания. Инженерные заграждения устанавливаются

на пути вероятного движения нарушителя или на подступах к жизненно важным строительным и технологическим сооружениям на территории объекта.

21.3.4.4 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.

21.3.4.5 Для усиления охраны объекта могут быть использованы служебные собаки.

21.3.4.6 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.

21.3.5 Технические средства охраны

21.3.5.1 Технические средства охраны предназначены для своевременного предупреждения караула о попытке несанкционированного проникновения физических лиц и/или технических средств на территорию объекта, предоставления видеоинформации в реальном времени о событии, организации контроля и управления доступом на объект, оповещения караула о нападении на охранника, ведения архива событий.

21.3.5.2 В состав технических средств охраны входят:

- система охранной сигнализации периметра, предназначенная для обнаружения попыток несанкционированного проникновения на территорию объекта посторонних лиц путем перелаза, пролома, подкопа основного ограждения объекта и передачи тревожного сообщения в караул;
- система охранной сигнализации режимных помещений на внутренней территории, предназначенная для передачи тревожных сообщений в караул о попытке несанкционированного проникновения в режимные помещения с применением различных ухищрений;
- система видеоконтроля и наблюдения, предназначенная для ведения наблюдения за периметром охраняемой и прилегающей к объекту территорией, за внутренней территорией объекта и ведения видеоархива событий. Она включает в себя систему охранную телевизионную по ГОСТ Р 51558 и оптико-электронные средства наблюдения;
- система контроля и управления доступом по ГОСТ Р 51241, предназначенная для организации автоматического допуска персонала на объект, в здания и помещения, где установлено оборудование, непосредственно влияющее на производственно-технологические процессы, и контроля времени пребывания;
- система тревожно-вызывной сигнализации, предназначенная для дистанционной передачи в караул тревожных сообщений о противоправных действиях в отношении личного состава караула. Система тревожно-вызывной сигнализации используется в режиме «без права отключения»;
- система сбора и обработки информации и автоматизированное рабочее место оператора технических средств охраны. Автоматизированное рабочее место управления комплексом технических средств охраны оборудуется в помещении начальника караула;
- система электропитания. В качестве основного источника электропитания комплекса технических средств охраны используется сеть переменного тока напряжением 220 В. Электропитание комплекса выполняется по категории надежности I по правилам [8] от двух независимых фидеров. Основной и вторичный источники электропитания должны быть взаимно резервирующими. Емкость резервных аккумуляторных батарей должна обеспечивать питание систем технических средств охраны не менее 3 ч в дежурном режиме и не менее 1 ч — в режиме «Тревога»;
- кабельная сеть, предназначенная для обеспечения электрическими соединениями составных частей комплекса технических средств охраны, установленных по периметру объекта и в помещениях, обмена между ними информацией и подачи электропитания. Кабельная сеть организуется по технологии структурированной кабельной сети;
- охранное освещение, предназначенное для освещения подступов к охраняемому посту, мест несения службы караулом по охране объекта и создания условий для нормального функционирования телевизионной охранной системы на объекте в ночное время суток. Охранное освещение периметра должно выполняться отдельно от наружного освещения и интегрироваться в систему охранной сигнализации периметра с возможностью включения и выключения вручную из помещения караула.

21.4 Оборудование объектов линейной части МН (МНПП) комплексами инженерно-технических средств охраны

21.4.1 Объекты ЛЧ МН (МНПП) (пункты контроля и управления электроприводной арматурой, узлы подключения нефтепроводов (нефтепродуктопроводов), подземные переходы МН (МНПП), узлы

учета нефти (нефтепродуктов), камеры пуска (приема) СОД, технологические колодцы КИП) должны быть оснащены ИТСО.

Установка средств охранной сигнализации на отдельных участках ЛЧ МН (МНПП) определяется на основании решения руководителя эксплуатирующей организации.

21.4.2 Комплекс ИТСО объектов ЛЧ предназначен для своевременного обнаружения попыток вторжения нарушителя и затруднения его продвижения для реализации преступной цели.

Комплекс ИТСО объектов ЛЧ включает:

- инженерные средства охраны;
- технические средства охраны.

21.4.3 Инженерные средства охраны

21.4.3.1 Ограждение территории объектов ЛЧ МН (МНПП) предназначено для обозначения границ объекта и создания физического барьера для несанкционированного проникновения на территорию объекта. Высота ограждения зависит от климатических условий района нахождения объекта.

21.4.3.2 Оболочка блок-контейнеров пунктов контроля, управления и связи должна иметь вандалозащитное исполнение.

21.4.4 Технические средства охраны

21.4.4.1 Система охранной сигнализации объектов ЛЧ МН (МНПП), отдельно стоящих объектов связи и самого трубопровода предназначена для обнаружения попытки несанкционированного проникновения на территорию охраняемого объекта, а также в помещения объекта и предупреждения механического повреждения МН (МНПП) в целях хищения нефти (нефтепродуктов).

21.4.4.2 Телевизионная система охраны объектов ЛЧ МН (МНПП) и отдельно стоящих объектов связи предназначена для наблюдения за территорией объекта и подступами к нему. Данная система должна соответствовать требованиям ГОСТ Р 51558. Необходимость оснащения объекта ЛЧ МН (МНПП) телевизионной охранной системой определяется проектной документацией.

21.4.4.3 Приборы приемно-контрольные охранной сигнализации, соответствующие требованиям ГОСТ Р 52436, и видеорегистраторы телевизионной охранной системы должны устанавливаться в блок-контейнерах пункта контроля, управления и связи.

21.4.4.4 Охранное освещение объектов ЛЧ МН (МНПП) и отдельно стоящих объектов связи предназначено для создания условий нормального функционирования телевизионной охранной системы в ночное время суток. Норма освещенности объектов ЛЧ МН (МНПП) и отдельно стоящих объектов связи должна быть не менее 5 лк на высоте 0,5 м от земли. Охранное освещение должно быть интегрировано в систему охранной сигнализации. При срабатывании сигнализации в ночное время суток автоматически включается охранное освещение. Кроме того, охранное освещение может включаться и выключаться вручную из караульного помещения охраны МН (МНПП). Оснащение объекта ЛЧ МН (МНПП) охранным освещением осуществляется при условии оснащения объекта ЛЧ МН (МНПП) телевизионной охранной системой.

21.4.4.5 Помещения внутри блок-контейнеров пункта контроля, управления и связи также должны оснащаться техническими средствами охраны.

21.4.4.6 Информация о событиях в системе охранной сигнализации и видеоинформация от телевизионной охранной системы должны передаваться на пульт управления техническими средствами охраны службы безопасности, в зоне ответственности которой находятся участок и объекты ЛЧ МН (МНПП).

21.4.4.7 Электропитание потребителей технических средств охраны на ЛЧ МН (МНПП) должно быть организовано по категории надежности электропитания охраняемого объекта ЛЧ МН (МНПП) по правилам [8]. Источники вторичного электропитания должны быть резервированы и соответствовать требованиям ГОСТ Р 53560.

22 Ликвидация аварий и отказов на объектах МН (МНПП)

22.1 Готовность эксплуатирующей организации к ликвидации аварий и отказов на объектах МН (МНПП)

Эксплуатирующая организация должна:

- создавать собственные формирования для ликвидации аварий, инцидентов, отказов и их последствий; проводить аттестацию указаных 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.

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

22.2.1 Для проведения работ по ликвидации аварий и инцидентов на объектах МН (МНПП) в организационной структуре эксплуатирующей организации создаются штатные и нештатные аварийно-спасательные формирования.

22.2.2 Силы и средства аварийно-спасательных формирований, предназначенные для локализации и ликвидации последствий аварий и инцидентов, должны быть аттестованы межведомственной комиссией по аттестации аварийно-спасательных служб, аварийно-спасательных формирований и нести дежурство в режиме, обеспечивающем локализацию разливов нефти в сроки, установленные законодательством Российской Федерации.

22.2.3 Обязательными требованиями, предъявляемыми к силам и средствам аварийно-спасательных формирований для выполнения аварийных работ, являются:

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

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

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

- 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 (этому формированию) на праве собственности или ином законном основании на срок не менее срока действия аттестации;

- 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 (этого формирования);

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

22.2.4 Персонал аварийно-восстановительных бригад должен использоваться при ликвидации аварий, инцидентов и выполнении работ по техническому обслуживанию и ремонту МН (МНПП).

22.3 Организация работ по ликвидации аварий и инцидентов

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

22.3.2 Работы по ликвидации аварий и инцидентов должен возглавлять руководитель или технический руководитель эксплуатирующей организации.

22.3.3 При ликвидации аварий, связанных с тушением пожара силами МЧС России, назначение руководителя тушения пожара осуществляется в соответствии с внутренними документами МЧС России. Взаимодействие сил МЧС России с руководством эксплуатирующей организации 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.

22.3.4 Руководство аварийно-восстановительными работами с начала возникновения аварии или инцидента на объектах МН (МНПП) осуществляется руководителями этих объектов, в дальнейшем — ответственным руководителем по ликвидации аварии или инцидента, назначенным приказом руководителя эксплуатирующей организации.

22.3.5 Ответственный руководитель по ликвидации аварии или инцидента обязан выполнять ряд необходимых мероприятий в соответствии с внутренними документами эксплуатирующей организации.

22.4 Проведение работ по ликвидации аварий и инцидентов

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

- спасение людей и устранение угрозы жизни и здоровью населения;
- восстановление герметичности трубопроводов, оборудования и сооружений объектов МН (МНПП);
- обеспечение проектного уровня характеристик и несущей способности ремонтируемого объекта, сооружения или оборудования;
- обеспечение минимального времени простоя МН (МНПП) при ремонте;
- минимальное воздействие на окружающую среду, соседние коммуникации и объекты.

Все работы по локализации и ликвидации аварий и инцидентов на МН (МНПП) должны проводиться на основе планов ликвидации возможных аварий, планов тушения пожаров в соответствии с разработанными планами ликвидации аварий для конкретных объектов МН (МНПП).

22.4.2 Восстановление объектов МН (МНПП) после аварии или инцидента должно вестись по проектной документации или исполнительной документации на их строительство. Применяемые при проведении работ оборудование и материалы должны отвечать назначению, иметь паспорта и сертификаты.

22.4.3 Пуск МН (МНПП) 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.

22.4.4 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 должны отрабатываться на учебно-тренировочных занятиях (противоаварийных тренировках) в соответствии с утвержденным в эксплуатирующей организации графиком.

22.4.5 Отказы в схемах электроснабжения ПС и ЛЧ МН (МНПП) должны ликвидироваться немедленно, а на период ликвидации повреждения должно быть обеспечено электроснабжение потребителей категории I по правилам [8] от автономного или другого источника электроснабжения.

22.4.6 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.

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

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

22.5 План предупреждения и ликвидации разливов нефти (нефтепродуктов)

22.5.1 В соответствии с требованиями постановлений Правительства Российской Федерации [24], [25] и приказа МЧС России [26] в эксплуатирующей организации должны быть разработаны планы ликвидации разливов нефти (нефтепродуктов) на объектах МН (МНПП) и прилегающих территориях.

22.5.2 Разработка, согласование, утверждение и переутверждение планов ликвидации разливов нефти (нефтепродуктов) проводится согласно требованиям НД.

22.5.3 Структура и содержание разработанных эксплуатирующей организацией планов ликвидации разливов нефти (нефтепродуктов) должны соответствовать структуре и содержанию типовых планов ликвидации разливов нефти (нефтепродуктов) на объектах МН (МНПП), определенных в НД.

22.6 План ликвидации возможных аварий

22.6.1 В эксплуатирующей организации должны быть разработаны ПЛВА на линейной части МН (МНПП), отдельно на переходах МН (МНПП) через водные преграды, ПС и терминалах.

22.6.2 Основанием для разработки (переработки) ПЛВА является:
- ввод в действие нового объекта МН (МНПП), на котором возможны аварии;
- окончание срока действия ранее разработанного ПЛВА;
- расконсервация объекта МН (МНПП), на котором возможны аварии;
- изменение данных, содержащихся в действующих ПЛВА.

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

22.6.4 ПЛВА в эксплуатирующей организации 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 эксплуатирующей организации.

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

22.6.6 ПЛВА перерабатываются не реже одного раза в пять 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 эксплуатирующей организации.

22.6.7 ПЛВА должны находиться у технического руководителя эксплуатирующей организации, руководителя диспетчерской службы, руководителя отдела (службы) эксплуатации, руководителя аварийно-восстановительной бригады, оператора ПС, руководителя ПС.

23 Квалификационные требования к персоналу объектов МН (МНПП)

23.1 К эксплуатации объектов МН (МНПП) 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.

23.2 Обучение и проверка знаний работников организаций, эксплуатирующих МН (МНПП), по охране труда должны проводиться в соответствии с ГОСТ 12.0.004.

23.3 Перечень профессий рабочих и специалистов, знания которых подлежат периодическим проверкам, и программы проверки знаний утверждаются эксплуатирующей организацией.

23.4 Подготовка персонала по вопросам промышленной безопасности должна проводиться в специализированных учебных центрах.

Приложение А
(обязательное)

Перечень объектов и сооружений, входящих в состав линейной части МН (МНПП)

В состав ЛЧ МН (МНПП) входят:

- трубопроводы с ответвлениями и лупингами, запорной и регулирующей арматурой, переходами через естественные и искусственные препятствия, узлами пропуска, пуска и приема СОД;
- противоэрозионные и защитные сооружения;
- оборудование ЭХЗ трубопроводов от коррозии;
- линии и сооружения технологической связи, средств телемеханики;
- линии электропередач и электроустановки;
- земляные амбары для сброса нефти (нефтепродуктов) из МН (МНПП);
- сооружения для обслуживания МН (МНПП) (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 МН (МНПП);
- диспетчерская связь диспетчера территориального диспетчерского пункта МН (МНПП) с диспетчером районного диспетчерского пункта МН (МНПП) и оперативным персоналом ПС;
- диспетчерская связь диспетчера районного диспетчерского пункта МН (МНПП) 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, включающие профессиональную цифровую систему стандарта TETRA. Указанный вид связи может быть использован для линейных служб, производящих ремонт, аварийно-восстановительных бригад, обслуживающего персонала вдольтрассовых ВЛ, 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.

Библиография

[1] Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29.12.2004 г. № 190-ФЗ

[2] Р 50.2.040—2004 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение учета нефти при ее транспортировке по системе магистральных нефтепроводов. Основные положения

[3] СНиП 2.05.06—85 Магистральные трубопроводы

[4] Федеральный закон Российской Федерации от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»

[5] Приказ Минприроды Российской Федерации от 30.06.2009 г. № 195 «Об утверждении Порядка продления срока безопасной эксплуатации технических устройств, оборудования и сооружений на опасных производственных объектах»

[6] Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП)

[7] Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок (ПТЭТЭ)

[8] Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Издание шестое и седьмое

[9] Порядок проведения испытаний стандартных образцов или средств измерений в целях утверждения типа (утвержден приказом Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 30.11.2009 г. № 1081)

[10] Порядок утверждения типа стандартных образцов или типа средств измерений (утвержден приказом Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 30.11.2009 г. № 1081)

[11] Федеральный закон Российской Федерации от 26.06.2008 г. № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»

[12] Постановление Правительства Российской Федерации от 24.02.2010 г. № 86 «Технический регламент о безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»

[13] Постановление Правительства Российской Федерации от 10.03.1999 г. № 263 «Об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте»

[14] Федеральный закон Российской Федерации от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»

[15] Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 г. № 197-ФЗ

[16] Приказ Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации от 01.06.2009 г. № 290н «Об утверждении Межотраслевых правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты»

[17] Водный кодекс Российской Федерации от 03.06.2006 г. № 74-ФЗ

[18] Федеральный закон Российской Федерации от 24.06.1998 г. № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления»

[19] Федеральный закон Российской Федерации от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»

[20] Лесной кодекс Российской Федерации от 04.12.2006 г. № 200-ФЗ

[21] Федеральный закон Российской Федерации от 06.03.2006 г. № 35-ФЗ «О противодействии терроризму»

[22] Федеральный закон Российской Федерации от 24.07.2007 г. № 222-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «О поставках продукции для федеральных государственных нужд» и статью 12 Федерального закона «Об оружии»

[23] Федеральный закон Российской Федерации от 21.07.2011 N 256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса»

[24] Постановление Правительства Российской Федерации от 21.08.2000 г. № 613 «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов»

[25] Постановление Правительства Российской Федерации от 15.04.2002 г. № 240 «О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации»

[26] Приказ МЧС России от 28.12.2004 г. № 621 «Об утверждении Правил разработки и согласования планов по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации»

УДК 621:658:006.354 ОКС 75.180

Ключевые слова: магистральный нефтепровод, магистральный нефтепродуктопровод, эксплуатация, техническое обслуживание (расширить список для поисковой системы)

Редактор *Л.И. Нахимова*
Технический редактор *А.И. Белов*
Корректор *Г.Н. Старкова*
Компьютерная верстка *А.С. Шаповаловой*

Сдано в набор 18.03.2014. Подписано в печать 07.04.2014 Формат 60×84⅛ Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 6,05. Уч.-изд. л. 4,84. Тираж 76 экз. Зак. 1548.

Набрано в Издательском доме «Вебстер»
www.idvebster.ru project@idvebster.ru

Издано и отпечатано во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 123995 Москва, Гранатный пер., 4.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru