

РД 153-39.4-041-99 Правила технической эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов

Утверждены

Приказом Министерства

топлива и энергетики

Российской Федерации

от 12 октября 1999 г. N 338

Дата введения -

1 ноября 1999 года

1. Разработан Институтом проблем транспорта энергоресурсов (ИПТЭР).

2. Внесен ОАО "АК "Транснефтепродукт", согласован с Госгортехнадзором России (письмо от 03.04.98 N 02-35/252).

3. Принят и введен в действие Приказом Министерства топлива и энергетики Российской Федерации от 12 октября 1999 г. N 338.

4. Вводится взамен "Правил технической эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов", 1984 г.

1. Общие положения

1.1. Область применения

1.1.1. Настоящие Правила устанавливают нормы и требования:

- к сооружениям и оборудованию магистральных нефтепродуктопроводов, их эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту;
- метрологическому обеспечению средств измерения, контролю и обеспечению сохранности качества нефтепродуктов;
- экологической и пожарной безопасности, охране труда;
- организации работы персонала и т.д.

1.1.2. Правила распространяются на действующие магистральные нефтепродуктопроводы и отводы от них открытых акционерных обществ трубопроводного транспорта нефтепродуктов и подразделений, входящих в открытое акционерное общество Акционерная компания трубопроводного транспорта нефтепродуктов "Транснефтепродукт", а также нефтепродуктопроводы, принадлежащие другим юридическим лицам, независимо от их принадлежности и форм собственности, и расположенные на территории Российской Федерации.

1.1.3. Настоящие Правила являются переработанным и дополненным изданием Правил технической эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов, утвержденных Госкомнефтепродуктом СССР и введенных в действие 23.07.84.

Правила переработаны и дополнены в соответствии с требованиями действующих законодательных актов и постановлений, новых государственных стандартов и других нормативных документов. При переработке Правил учтены предложения акционерных обществ, эксплуатирующих магистральные нефтепродуктопроводы, проектных и научно-исследовательских институтов, а также опыт эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов.

1.1.4. Правила обязательны для специалистов, руководителей и рабочих, занимающихся эксплуатацией нефтепродуктопроводов, а также для работников всех сторонних ведомств, взаимодействующих с эксплуатирующими организациями нефтепродуктопроводного транспорта, в части, их касающейся.

1.1.5. На основе настоящих Правил с учетом проектных решений, инструкций заводов-изготовителей, действующих норм и положений акционерными обществами, эксплуатирующими магистральные нефтепродуктопроводы и отводы от них, должны быть составлены производственные инструкции и другая документация.

1.1.6. С выходом в свет настоящих Правил действие Правил технической эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов, утвержденных Госкомнефтепродуктом СССР 23 июля 1984 г., прекращается.

1.2. Определения

1.2.1. В настоящих Правилах приняты следующие термины с соответствующими определениями.

N п/п	Термин	Определение	П
1	2	3	4
1	Магистральный нефтепродуктопровод (МНПП)	Трубопровод с избыточным давлением до 10 МПа, с комплексом подземных, наземных, надземных и подводных сооружений, предназначенный для транспортирования подготовленных в соответствии с требованиями государственных стандартов и технических условий нефтепродуктов от пунктов приемки до пунктов сдачи, технологического хранения или перевалки (передачи) на другой вид транспорта	
2	Линейная производственно-диспетчерская станция (ЛПДС)	Производственное подразделение отделения ОАО, обеспечивающее бесперебойную работу и эксплуатацию оборудования, а также хозяйственную деятельность двух или более перекачивающих станций и участков нефтепродуктопровода, закрепленных за ними	
3	Перекачивающая станция (ПС)	Комплекс сооружений, оборудования и устройств, обеспечивающих прием и закачку нефтепродуктов в трубопровод	П
4	Линейная часть МНПП	Собственно трубопровод, состоящий из линейных участков, с устройствами защиты трубопроводов от коррозии, линиями электропередачи для собственных нужд, линиями устройств связи и телемеханики, дорогами и сооружениями защиты	П

		окружающей среды	
5	Резервуар	Инженерная конструкция, предназначенная для приема, хранения, отпуска, учета нефтепродуктов	
6	Резервуарный парк перекачивающей станции	Группа(ы) резервуаров, предназначенных для приема, хранения и выдачи нефтепродуктов и размещенных на территории, ограниченной по периметру обвалованием или ограждающей стенкой при наземных резервуарах, противопожарными проездами - при подземных резервуарах и резервуарах, установленных в котлованах и выемках	П
7	Технологический трубопровод	Нефтепродуктопровод на ЛПДС, ПС, НП, предназначенный для внутриплощадочных технологических операций, с поступающими, хранящимися и откачиваемыми (отгружаемыми) нефтепродуктами	П
8	Узел пуска и приема разделителей и очистных устройств	Система технологических трубопроводов и запорной арматуры, предназначенная для обеспечения пуска, приема и пропускания разделителей, очистных устройств и т.п.	П
9	Железнодорожная сливноналивная эстакада	Сооружение у специальных железнодорожных путей, оборудованное сливноналивными устройствами, обеспечивающее выполнение операций по сливу нефтепродуктов из железнодорожных цистерн или их наливу	П
10	Автоналивная эстакада	Сооружение, оборудованное устройствами, обеспечивающее выполнение операций по наливу нефтепродуктов в автомобильные цистерны	П
11	Отвод	Нефтепродуктопровод, не имеющий ПС, подключенный к магистральному нефтепродуктопроводу или ответвлению, по которому поставляют нефтепродукты на предприятия потребления или распределения нефтепродуктов	
12	Подводный переход(ПП) МНПП	Система сооружений одного или нескольких трубопроводов при пересечении реки или водоема	

13	Узел переходов	Совокупность подводных переходов трубопроводов разного назначения, пересекающих водную преграду в од-ном техническом коридоре с рас- стоянием между осями трубопровода согласно СНиП 2.05.06-85	П
14	Технический коридор	Система параллельно проложенных трубопроводов по одной трассе, предназначенных для транспортирования нефти, нефтепродуктов, в том числе сжиженных углеводородных газов, или газа (газового конденсата)	П
15	Охранная зона	Территория вдоль МНПП и вокруг технологических объектов МНПП, необходимая для обеспечения безопасной эксплуатации объектов МНПП	
16	Техническое состояние	Совокупность определенных величин (параметров), характеризующих в определенный момент времени при- наками (свойствами объекта), уста- новленными технической документа- цией. Видами технического состоя- ния являются исправное, неисправ- ное, работоспособное, неработоспо- собное состояния	
17	Исправное состояние	Состояние объекта, при котором он соответствует всем требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации	П Н О Т
18	Неисправное состояние	Состояние объекта, при котором он не соответствует хотя бы одному из требований нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации	П Н О Т
19	Работоспособное состояние	Состояние объекта, при котором значения всех параметров, характе- ризующих способность выполнять за- данные функции, соответствуют тре- бованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации	П Н О Т
20	Неработоспособное состояние	Состояние объекта, при котором значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность вы- полнять заданные функции, не соот- ветствует требованиям нормативно- технической и (или) конструкторс- кой документации	П Н О Т

21	Отказ	Событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния	П Н О Т
22	Надежность	Свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, техническо-го обслуживания, хранения и транспортирования	П Н О Т
23	Авария	Событие, связанное с возникновением неконтролируемой утечки нефтепродукта в результате разрушения (разгерметизации) трубопровода, запорной арматуры, устройств трубопровода и т.п.	П
24	Повреждение	Нарушение исправного состояния МНПП (трубопровода, оборудования) при сохранении его работоспособности	
25	Техническое диагностирование трубопровода (ТД)	Определение технического состояния трубопровода, включая контроль технического состояния, поиск места дефекта и повреждения, прогнозирование технического состояния	
26	Контроль технического состояния трубопровода	Проверка соответствия значений параметров и характеристик трубопровода требованиям проектной, строительной и эксплуатационной документации и определение на этой основе одного из заданных видов технического состояния в данный момент времени	
27	Приспособленность трубопровода к диагностированию	Свойство трубопровода, характеризующее его пригодность к проведению диагностирования заданными методами и средствами технического диагностирования	П Т д К О
28	Система технического диагностирования (СТД)	Совокупность технических средств, трубопровода и обслуживающего персонала, необходимая для проведения диагностирования по правилам, установленным в технической документации	

29	Техническое обслуживание	Комплекс операций по поддержанию работоспособности или исправности объекта при использовании по назначению, ожидании, хранении и транспортировании	П С об те он
30	Ремонт	Комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности объекта и восстановлению ресурсов объекта или их составных частей	П С об те он
31	Текущий ремонт	Ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспособности объекта	П С об те он
32	Капитальный ремонт	Ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного или близкого к полному восстановления ресурса объекта с заменой или восстановлением любых его составных частей, включая базовые	П С об те он
33	Аварийный ремонт	Ремонт, обусловленный необходимостью ликвидации аварий и повреждений на трубопроводах	
34	Рекультивация земель	Комплекс работ, направленных на восстановление продуктивности и народнохозяйственной ценности нарушенных земель, а также на улучшение условий окружающей среды в соответствии с интересами общества	П
35	Балтийская система высот	Система абсолютных отметок земной поверхности, нулевая поверхность этой системы совпадает с нулем футштока в г. Кронштадте (остров Котлин в Финском заливе Балтийского моря)	
36	Горизонт высоких вод 10% (2%)-ной обеспеченности поверхности	Максимальный уровень воды, наблюдающийся с вероятностью один раз в 10 лет (2 года)	
37	Паводок	Фаза водного режима реки, которая может многократно повторяться в различные сезоны года, характеризуется интенсивным обычно кратковременным увеличением расходов и уровней воды и вызывается дождями или снеготаянием во время	П Г Т

		оттепелей	
38	Межень	Фаза водного режима реки, ежегодноповторяющаяся в одни и те же сезоны, характеризующаяся малой водностью, длительным стоянием низкого уровня и возникающая вследствие уменьшения питания реки	П Г су о
39	Пойма	Часть дна речной долины, сложенная наносами и периодически заливаемая в половодье и паводки	П Г су о
40	Исполнительная документация	Комплект рабочих чертежей на строительство предъявляемого к приемке объекта, разработанных проектными организациями, с подписями о соответствии выполненных в натуре работ этим чертежам или в них изменениям, сделанными лицами, ответственными за производство строительно-монтажных работ	П "Г п. ст то по

[Открыть в новом окне](#) [Сохранить .xls](#)

1.2.2. В Правилах используются следующие сокращения:

- АВП - аварийно-восстановительный пункт
- АВР - аварийно-восстановительные работы
- АВС - аварийно-восстановительная служба
- БЗ - боновое ограждение
- БПО - база производственного обслуживания
- ВТ - вычислительная техника
- ГВВ - горизонт высоких вод
- ГПС - головная перекачивающая станция
- ГСМ - горюче-смазочный материал
- ДПД - добровольная пожарная дружина
- КИП - контрольно-измерительный пункт
- КР - капитальный ремонт
- ЛПДС - линейно-производственная диспетчерская станция
- ЛЭП - линия электропередачи
- МДП - местный диспетчерский пункт
- МНПП - магистральный нефтепродуктопровод
- НП - наливной пункт
- НПП - нефтепродуктопровод
- НТД - нормативно-техническая документация
- НУП - необслуживаемый усилительный пункт
- ОАВП - опорный аварийно-восстановительный пункт
- ОАО - открытое акционерное общество

ОАО АК - открытое акционерное общество Акционерная компания трубопроводного транспорта нефтепродуктов "Транснефтепродукт"

ОПС - окружающая природная среда

ПДВ - предельно допустимые выбросы

ПДВК - предельно допустимая взрывобезопасная концентрация

ПДК - предельно допустимая концентрация

ПЛА - план ликвидации возможных аварий

ПО - производственное отделение

ППБ - правила пожарной безопасности

ПП МНПП - подводный переход магистральных нефтепродуктопроводов

ППР - планово-предупредительный ремонт

ППС - промежуточная перекачивающая станция

ПС - перекачивающая станция

ПСП - приемно-сдаточный пункт

ПТК - пожарно-техническая комиссия

ПТЭ - правила технической эксплуатации

ПУЭ - правила устройства электроустановок

РВБ - ремонтно-восстановительная бригада

РДП - районный диспетчерский пункт

РСК - ремонтно-строительная колонна

РСУ - ремонтно-строительное управление

СА - средства автоматики

СКЗ - станция катодной защиты

СС - средства связи

СТМ - средства телемеханики

ТД - техническая документация

ТО - техническое обслуживание

ТОР - техническое обслуживание и ремонт

ТР - текущий ремонт

ТСАУ МНПП - технические средства автоматизированного управления МНПП

УКП - устройство контроля перекачки

ЦДП - центральный диспетчерский пункт

ЦРМ - центральная ремонтная мастерская

ЧС - чрезвычайная ситуация

ЭХЗ - электрохимическая защита.

1.3. Состав сооружений магистральных нефтепродуктопроводов и организация их технической эксплуатации

1.3.1. Магистральный нефтепродуктопровод, как правило, состоит из линейной части с линейными сооружениями, включающими ответвления и отводы, головной перекачивающей станции (ГПС), промежуточных перекачивающих станций (ППС), наливных пунктов (НП), конечных пунктов (КП), аварийно-восстановительных пунктов (АВП).

Неотъемлемой частью каждого МНПП являются: сооружения связи, автоматики, телемеханики; сооружения защиты от почвенной коррозии и блуждающих токов; защитные

противопожарные сооружения; противоэрозионные и противооползневые сооружения; сооружения, обеспечивающие охрану окружающей природной среды, и другие.

К ответвлениям относятся трубопроводы, имеющие собственные головные станции, питаемые от резервуаров, технологически связанных с МНПП.

К отводам относятся трубопроводы, не имеющие собственной головной станции и питаемые нефтепродуктами от линейной части нефтепродуктопровода.

1.3.2. Границы и состав сооружений действующих МНПП, их конструктивные и технологические параметры определяются проектом. Проектируемые и вновь строящиеся объекты МНПП должны соответствовать положениям действующей нормативно-технической документации (СНиПам, нормам технологического проектирования, РД и т.д.).

1.3.3. Работу ЛПДС, насосных и наливных станций на конкретных участках МНПП обеспечивают производственные отделения открытого акционерного общества (ОАО).

Отделение ОАО является производственным подразделением открытого акционерного общества Акционерной компании трубопроводного транспорта нефтепродуктов "Транснефтепродукт" (ОАО АК).

В составе ОАО, эксплуатирующего МНПП, в зависимости от его конкретных особенностей и объемов работ, могут функционировать несколько отделений ОАО.

В некоторых случаях в составе ОАО отделения отсутствуют, и их функции выполняет само ОАО, а работу участков магистральных нефтепродуктопроводов и их объектов обеспечивают непосредственно ЛПДС или перекачивающие станции (наливные пункты).

1.3.4. Эксплуатацию и ремонт сооружений и оборудования МНПП осуществляет персонал ЛПДС, ПС и их производственных служб (диспетчерской, эксплуатации основного оборудования, электроснабжения, тепло- и водоснабжения, автоматики, телемеханики и контрольно-измерительных приборов, аварийно-восстановительной, электрохимической защиты трубопроводов от коррозии и др.), а также специализированных служб баз производственного обслуживания (БПО), центральных ремонтных мастерских (ЦРМ) и других, проводящих средний и капитальный ремонт оборудования МНПП, метрологическое и другое обеспечение, а также аварийно-восстановительные работы.

1.3.5. Каждое ОАО, эксплуатирующее МНПП, разрабатывает и утверждает положения об отделах, службах и производственных подразделениях с четким распределением обязанностей производственного персонала, закрепленного оборудования и границ обслуживаемых участков каждого отделения ОАО, ЛПДС, перекачивающей станции, наливного пункта.

1.3.6. ОАО, эксплуатирующие магистральные нефтепродуктопроводы, поднадзорны Госгортехнадзору России, Нефтеинспекции, Государственной противопожарной службе и другим органам государственного надзора. Государственный надзор осуществляется с целью обеспечения при проектировании, строительстве, приемке объектов в эксплуатацию, а также эксплуатации объектов МНПП соблюдения требований действующих нормативно-технических документов и распространяется на виды деятельности, перечисленные в соответствующих положениях, нормативно-правовых актах и других документах, определяющих сферу деятельности этих органов.

1.3.7. Деятельность ОАО, эксплуатирующих МНПП, разрешается только при наличии лицензии, выдаваемой Госгортехнадзором России или его подразделениями.

1.3.8. Порядок получения лицензии Госгортехнадзора России определяется действующим Положением о порядке выдачи лицензий (РД 03-26-93) /56/.

1.4. Основные задачи и ответственность персонала

1.4.1. Основными задачами ОАО, эксплуатирующего МНПП, являются:

выполнение договоров по приему, транспортировке и сдаче нефтепродуктов при безусловном обеспечении безопасной эксплуатации трубопроводов и оборудования, а также сохранности качества нефтепродукта;

обеспечение надежной и экономичной работы линейной части, сооружений и оборудования; систематический контроль за работой трубопроводов и их объектов и принятие мер по поддержанию установленного режима перекачки;

разработка и внедрение мероприятий по сокращению потерь нефтепродуктов, экономии электроэнергии, топлива, материалов и других ресурсов; внедрение рационализаторских предложений, освоение техники;

организация и своевременное проведение технического обслуживания и ремонта;

обеспечение экологической безопасности при эксплуатации объектов МНПП и принятие мер по предотвращению и уменьшению загрязнения окружающей природной среды в аварийных ситуациях;

выполнение мероприятий по организации безопасных условий труда в соответствии с действующей на МНПП Системой управления охраной труда... /109/, повышению квалификации труда и культуры производства, инструктаж и периодическая проверка знаний персонала;

готовность к ликвидации аварий, повреждений и их последствий;

организация учета нефтепродуктов, ведение установленной отчетности и своевременное представление ее вышестоящим организациям;

обеспечение сохранности и целостности материальных и иных ценностей на подведомственных объектах.

1.4.2. Каждый работник ОАО, непосредственно эксплуатирующий или ремонтирующий трубопровод и оборудование МНПП, а также организующий и обеспечивающий эти работы, несет персональную ответственность за соблюдение требований настоящих Правил в пределах возложенных на него обязанностей.

1.4.3. Нарушение положений настоящих Правил влечет за собой дисциплинарную, административную или уголовную ответственность, установленную действующим законодательством.

1.4.4. Руководители ОАО, отделений ОАО обязаны обеспечить надежную охрану ПС, ГПС, НП и т.д., периодический осмотр трассы нефтепродуктопроводов силами линейных обходчиков, РВБ, вертолетным патрулированием или иным способом, защиту коммерческой, технологической тайн и иных данных, составляющих интеллектуальную собственность ОАО.

1.5. Прием на работу и техническая подготовка персонала

1.5.1. Работники по обслуживанию объектов МНПП принимаются на работу в соответствии с Кодексом законов о труде Российской Федерации и ее субъектов. Они должны иметь соответствующее образование или пройти профессионально-техническую подготовку на специальных курсах, в учебных центрах.

1.5.2. Работники ОАО к самостоятельной работе допускаются после прохождения инструктажа (вводного, первичного) и проверки знаний:

вводного инструктажа - для всех рабочих и ИТР независимо от их образования, квалификации и стажа работы по данной профессии и должности, временных рабочих, командированных работников и иных лиц, привлекаемых к производству работ на объектах МНПП; первичного инструктажа на рабочем месте, который проводится со всеми рабочими, вновь принимаемыми на работу или переводимыми из одного подразделения в другое, на другую работу.

1.5.3. Требования к организации проведения инструктажа, программам и оформлению его результатов определяются действующими нормативными документами по охране труда: Системой управления охраной труда... /109/, Положением о порядке проверки знаний правил, норм и инструкций по безопасности /78/, Правилами по охране труда при эксплуатации нефтепродуктопроводов /119/.

1.5.4. В отдельных случаях рабочие, связанные с обслуживанием, наладкой и ремонтом оборудования, применением в работе особо опасных и вредных веществ, кроме инструктажа на рабочем месте, перед допуском к самостоятельной работе должны проходить производственное обучение или стажировку по утвержденной программе на рабочем месте.

1.5.5. Обучение проводит опытный работник из числа технического персонала, ответственного за эксплуатацию данного сооружения, оборудования или механизма, или иной имеющий необходимую квалификацию работник в соответствии с приказом.

1.5.6. Во время производственного обучения ответственность за правильность действия обучаемого, соблюдение им настоящих Правил, требований безопасной организации труда и пожарной безопасности несет обучающий.

1.5.7. По окончании производственного обучения перед допуском к самостоятельной работе на объектах повышенной опасности комиссией, назначенной приказом по ОАО, должна быть проведена проверка знаний обучаемого в объеме утвержденной программы. Комиссия должна состоять не менее чем из трех человек. При этом участие в работе комиссии работника службы охраны труда и пожарной безопасности (или лиц, заменяющих их) обязательно.

1.5.8. Результаты проверки знаний оформляют протоколом. Каждому работнику, прошедшему проверку знаний, выдаются удостоверения, подтверждающие допуск к самостоятельной работе.

1.5.9. Для более глубокого усвоения и закрепления знаний правил и норм безопасности при выполнении часто повторяющихся работ и операций проводится повторный (периодический) инструктаж по безопасному ведению работ: для рабочих, занятых в основном производстве, - через каждые 6 месяцев работы, для рабочих, не связанных с производством (уборщиков, подсобных рабочих и др.), - через 12 месяцев.

1.5.10. Перечень профессий рабочих, с которыми инструктаж должен проводиться не реже одного раза в 6 месяцев, определяется руководителем ОАО, эксплуатирующего МНПП.

1.5.11. После инструктажа на рабочем месте перед допуском к самостоятельной работе или переводе на другую работу должна быть проведена первичная проверка знаний требований безопасности.

Первичная проверка знаний требований безопасности проводится: у рабочих и специалистов структурных подразделений и непосредственных руководителей работ - перед допуском к работе, у специалистов аппарата ОАО и руководителей структурных подразделений - не позднее чем через месяц после назначения на должность.

1.5.12. Периодические проверки знаний рабочих, непосредственных руководителей работ и специалистов проводятся через год в соответствии с утвержденным графиком. Остальные работники (руководители и специалисты ОАО и их структурных подразделений) проходят проверку знаний через 3 года, генеральные директора и главные инженеры ОАО - в соответствии с графиком центральной экзаменационной комиссии Госгортехнадзора России, не реже одного раза в 5 лет.

1.5.13. Проверка знаний осуществляется комиссиями под председательством:
для рабочих - руководителя соответствующего структурного подразделения;
для непосредственных руководителей работ, специалистов, работников производственно-технических отделов отделений ОАО, руководителей и главных специалистов структурных подразделений, подведомственных отделению ОАО, - главного инженера отделения ОАО;
для руководящих работников, руководителей служб по охране труда и главных специалистов, начальников производственных и технических отделов и специалистов аппарата ОАО - главного инженера ОАО.

1.5.14. Проверка знаний правил, норм и инструкций по промышленной безопасности у руководящих работников ОАО, ОАО АК осуществляется комиссией вышестоящих органов управления (ОАО АК) и представителей Госгортехнадзора России.

1.5.15. Требования к составу комиссий по проверке знаний работников МНПП и организации их работы определяются Основными положениями об организации работы по охране труда.

1.5.16. В особых случаях производится внеочередная проверка знаний работников:
при введении в действие новых и переработанных стандартов, правил, технологий по охране труда и пожарной безопасности;
при изменении технологического процесса, замене или модернизации оборудования и сооружений, а также других факторов, влияющих на безопасность труда;
при неоднократном нарушении работающим требований безопасности труда, которые могли бы привести к травме, аварии, пожару, отравлению, или однократном нарушении требований безопасности, приведшим к травме, аварии, пожару и т.п.;
по требованию контролирующих органов и органов надзора;
при перерыве в работе более 60 календарных дней.

Рабочего, показавшего при проверке неудовлетворительные знания, к самостоятельной работе не допускают, и комиссия назначает срок повторной проверки. В случае неудовлетворительных знаний при повторной проверке проверяемый не допускается к работе, по которой он проходил проверку знаний, и направляется в распоряжение отдела кадров для перевода на другую работу.

1.5.17. Работникам (специалистам, руководителям), показавшим неудовлетворительные знания при проверке, назначается повторная проверка знаний не позднее чем через месяц. При неудовлетворительных результатах повторной проверки знаний работник освобождается от занимаемой должности в соответствии с законодательством о труде.

1.5.18. Лица, принимаемые на работу по обслуживанию электроустановок, паровых и водогрейных котлов, грузоподъемных механизмов, сосудов, работающих под давлением, специальных механизмов и машин, должны иметь удостоверения, подтверждающие их квалификацию.

1.5.19. Общее руководство и ответственность за организацию и проведение инструктажей по безопасному проведению работ, производственного обучения и проверки знаний возлагается

на руководителей ОАО, а в подразделениях - на руководителей соответствующих подразделений.

1.5.20. Контроль за своевременностью и качеством обучения рабочих, специалистов и руководителей безопасным методам работы осуществляется соответствующей службой охраны труда.

1.5.21. Каждое рабочее место должно быть обеспечено инструкциями, схемами и чертежами, соответствующими установленному оборудованию. Перечень документации на рабочее место утверждается техническим руководителем объекта.

1.5.22. Инструкции пересматривают и переутверждают при изменениях в технологических процессах, внедрении новых видов оснастки, оборудования, механизмов, инструментов, введении в действие новых стандартов, норм и правил по охране труда, касающихся данной профессии или должности, и в случае выявления неполного отражения в инструкциях мер безопасности на рабочих местах, но не реже чем через пять лет.

1.5.23. Работники, вновь поступающие или переводимые на работу, связанную с вредными условиями труда, должны проходить медицинское освидетельствование для определения соответствия их здоровья предъявляемым требованиям по занимаемой должности.

Периодическое медицинское освидетельствование проводится в сроки, согласованные администрацией с лечебными учреждениями и профсоюзной организацией. Перечень профессий и сроки проведения освидетельствования определяются в соответствии с Приказом Минздравмедпрома России от 05.10.95 N 280 и Госсанэпиднадзора России от 05.10.95 N 88. Периодическое медицинское освидетельствование ИТР аппарата, главных специалистов, руководителей отделов и ОАО следует проводить не реже одного раза в 5 лет.

1.5.24. Направление нахождение медицинского освидетельствования оформляется отделом кадров ОАО.

1.6. Проектная документация, контроль за строительством, порядок приемки в эксплуатацию сооружений, оборудования и зданий

1.6.1. Технические решения, примененные в проекте, должны соответствовать требованиям действующих на момент выпуска проекта норм, правил, руководящих документов и другой НТД.

1.6.2. Качество работ, выполняемых при строительстве и реконструкции объектов магистральных нефтепродуктопроводов, должно контролироваться как подрядчиком, так и заказчиком. Контрольные функции заказчика должна выполнять специализированная организация (по договору) или специалист, аттестованный органами Госгортехнадзора России в установленном порядке.

1.6.3. Законченные строительством объекты магистральных нефтепродуктопроводов вводятся в эксплуатацию после приемки их в порядке, установленном действующими нормативными документами, и должны соответствовать требованиям Федерального закона "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.97 N 116-ФЗ /1/.

1.6.4. Принимаемые в эксплуатацию магистральные нефтепродуктопроводы должны соответствовать проекту в полном объеме.

Крупные объекты допускается принимать в эксплуатацию по очередям, определенным проектной организацией в установленном порядке.

1.6.5. При приемке в эксплуатацию объектов магистральных нефтепродуктопроводов осуществляется проверка соответствия их исполнительной документации.

1.6.6. Приемку магистральных нефтепродуктопроводов в эксплуатацию осуществляет приемочная комиссия заказчика. До предъявления ей объекта приемку проводит рабочая комиссия, назначенная заказчиком (застройщиком). Перед предъявлением объектов рабочим комиссиям генподрядчик передает заказчику исполнительную документацию в полном объеме.

1.6.7. Датой ввода в эксплуатацию объекта считается дата подписания акта приемочной комиссией.

1.6.8. Лица, понуждающие к приемке в эксплуатацию объектов с недоделками и отступлением от требований НТД (в том числе председатели и члены комиссий), привлекаются к административной, дисциплинарной и иной ответственности в соответствии с действующим законодательством.

1.6.9. Законченные строительством отдельно стоящие здания и сооружения, входящие в комплекс строительства нефтепродуктопровода (дома обходчика, дома вахтенного персонала, сооружения электрохимической защиты, узлы связи, необслуживаемые усилительные пункты (НУП) связи, ЛЭП, подъездные пути, линии связи), принимаются рабочими комиссиями вместе со смонтированным в них оборудованием по мере их готовности по актам.

Акты приемки объектов должны быть утверждены организацией, назначившей рабочую комиссию.

1.6.10. Заказчики несут ответственность за своевременное укомплектование вводимых объектов кадрами, обеспечение сырьем, энергоресурсами, за проведение комплексного опробования (вхолостую и на рабочих режимах) оборудования, за наладку технологических процессов, ввод в эксплуатацию и освоение производственных мощностей и объектов в установленные сроки.

1.6.11. Линейная часть МНПП принимается в эксплуатацию после предъявления исполнительной технической документации, а также после выполнения комплекса работ по продувке (промывке) с пропуском очистного устройства, испытания трубопровода на прочность и герметичность, удаления из трубопровода опрессовочной воды и заполнения его нефтепродуктом.

1.6.12. При гидравлических испытаниях нефтепродуктопровода необходимо контролировать, чтобы все точки трубопровода с максимальной геодезической отметкой были подвергнуты испытанию на установленное давление.

1.6.13. Заполнение трубопровода считается элементом комплексного опробования линейной части МНПП и оформляется актом рабочей комиссии.

1.6.14. За три месяца до начала работ по заполнению нефтепродуктопровода руководители подрядной и эксплуатирующей организаций совместным приказом назначают ответственных за эти работы лиц от заказчика и подрядчика и создают специальную комиссию, которая разрабатывает и осуществляет под руководством представителя заказчика программу заполнения нефтепродуктопровода, утверждаемую заказчиком, согласованную с подрядчиком и проектной организацией.

Любые внешние повреждения изоляции, независимо от их формы и размеров, не допускаются.

1.6.17. Окончательная приемка средств защиты от коррозии металлических подземных сооружений в целом по объекту должна проводиться с проверкой наличия и полноты актов, составленных по результатам промежуточной приемки каждой операции и результатам измерений разности потенциалов "труба - земля", удостоверяющих эффективность

электрохимической защиты при включении всех предусмотренных проектом средств защиты, и дополнительной проверкой сплошности изоляции нефтепродуктопровода.

1.6.18. Сдача в эксплуатацию средств защиты от коррозии производится после пусконаладочных работ с предоставлением заказчику следующих документов:

- исполнительной технической документации;
- актов на скрытые работы (прокладку кабеля, установку анодных и защитных заземлителей, установку протекторов и т.п.);
- актов на выполнение наладочных работ и измерение потенциалов "сооружение - земля";
- измерений сплошности изоляционного покрытия;
- заводских инструкций по эксплуатации и обслуживанию паспортов на оборудование (катодные станции, электродренажные установки и т.д.).

1.6.19. Положение нефтепродуктопровода на переходах через водные преграды после укладки плети в траншею, закрепление его и засыпка подводной части траншеи контролируются специалистами технического надзора (подводно-технической службы заказчика или сторонней организации) с оформлением актов и ведомости промеров глубин фактического и проектного положения трубопровода.

1.6.20. Промежуточной приемке подлежат многопролетные надземные (воздушные) переходы нефтепродуктопроводов с составлением монтажных схем и актов на скрытые работы.

1.6.21. При приемке линейных сооружений МНПП генподрядчик должен представить рабочей комиссии:

- перечень организаций, участвовавших в производстве строительно-монтажных работ, с указанием выполненных ими видов работ и фамилий инженерно-технических работников, ответственных за каждый вид работ;
- полный комплект рабочих чертежей со всеми внесенными в них изменениями и штампом "исполнительная документация";
- перечень всех допущенных при строительстве отступлений от проекта;
- заводские сертификаты на трубы, фасонные части, арматуру;
- документы, характеризующие качество сварочных работ, сертификаты на сварочные материалы (электроды, проволоку, флюс), журнал сварочных работ с привязкой труб и плетей к пикетам, список сварщиков с указанием номеров их удостоверений, заключения по результатам физических методов контроля стыков и механических испытаний;
- документы, характеризующие качество изоляционных работ, сертификаты или паспорта на изоляционные материалы, журнал изоляционных работ;
- акты на подготовку оснований траншей или опор, акты на укладку в траншею и засыпку нефтепродуктопровода, а также фактическую раскладку труб по маркам и толщине стенок с указанием километра и пикета;
- акт предварительных испытаний нефтепродуктопровода на переходах;
- акты пооперационной приемки работ по сооружению переходов с фактическими отметками глубины заложения нефтепродуктопровода и привязкой к реперам, а также акт на футеровку и балластировку подводного нефтепродуктопровода;
- акт на продувку (промывку) внутренней полости участков нефтепродуктопровода и пропуск очистного устройства;
- акты на испытания нефтепродуктопровода на прочность и герметичность;

- паспорта заводов-изготовителей на установленную арматуру и контрольно-измерительные приборы;
- акты скрытых работ по линейным сооружениям;
- документацию по отводу земель, рекультивации и возврату их землепользователям после окончания строительства;
- акты приемки устройств электрохимзащиты с протоколами замеров потенциала по защищаемым участкам;
- акты приемки сооружений линий связи и телемеханики;
- акты приемки линий и сооружений электропередачи;
- акты на приемку защитных сооружений от разлива нефтепродуктов и природоохранных сооружений;
- акты на установку и привязку реперов;
- паспорта (формуляры) на МНПП с техническими характеристиками на линейную часть, оформленные в виде журналов и базы данных на магнитном диске - носителе информации. Кроме того, должны быть предъявлены:
- материалы исполнительной съемки;
- акты закрепления нефтепродуктопровода на местности опознавательными знаками (километровыми столбами) и предупредительными охранными знаками;
- исполнительные схемы технологических трубопроводов, запорной арматуры, камер пуска и приема технических средств, перемычек, подключения резервных ниток;
- акты на сварку межсекционного (гарантийного) стыка;
- акты на установку кривых холодного гнутья;
- акты на установку фундаментов под запорную арматуру;
- акты закрепления трубопровода на участках слабонесущих грунтов и водных переходов;
- акты сдачи-приемки скрытых работ;
- ведомость технических документов;
- ведомость смонтированного оборудования.

1.6.22. Готовность оборудования надземных сооружений (перекачивающих и наливных станций) к комплексному опробованию проверяется рабочей комиссией с проведением предварительного индивидуального опробования, приемки соответствующих узлов оборудования и проверки отдельных конструкций зданий и сооружений.

1.6.23. Индивидуальное опробование и приемка оборудования осуществляются по проектным схемам после окончания монтажных и наладочных работ.

При опробовании должны быть проверены:

- соответствие выполненных работ проекту с изменениями;
- качество выполненных строительных и монтажных работ;
- работа механизмов на холостом ходу и аппаратуры под напряжением;
- соблюдение требований действующих строительных норм и правил /9, ..., 17, 23, 25, 26/, правил Госгортехнадзора России /30, 32, 37, 122, 123/, правил и норм пожарной безопасности /114, 116, 121/, Правил устройства электроустановок (ПУЭ) /34/, указаний заводов-изготовителей, инструкций по монтажу оборудования и других нормативных документов;
- готовность оборудования к комплексному опробованию.

1.6.24. Строительно-монтажные дефекты, а также дефекты оборудования, выявленные в процессе индивидуального опробования и приемки, должны устраняться строительно-

монтажными организациями и заводами-изготовителями до начала комплексного опробования.

1.6.25. До начала комплексного опробования должно быть выполнено следующее:

- укомплектован и обучен эксплуатационный персонал (с проверкой знаний в соответствии с п. 1.5 настоящих Правил) и допущен к самостоятельной работе; подготовлены требуемые материалы, запасные части и инструмент; составлены и выданы на рабочие места производственные инструкции, инструкции по охране труда по профессиям и видам работ; технологические схемы; заготовлена необходимая техническая оперативная документация;
- выполнены все противопожарные мероприятия; смонтированы, налажены и задействованы автоматические системы защиты, системы пожаротушения и извещения о пожаре.

1.6.26. При комплексном опробовании проверяют совместную работу основных агрегатов и их вспомогательного оборудования под нагрузкой с автоматикой, защитами и контрольно-измерительными приборами, системами блокировки, сигнализации, дистанционного управления и телемеханики, предусмотренными проектом. Объект считается прошедшим комплексное опробование, если он проработал 72 часа.

1.6.27. Электроустановки вводятся в эксплуатацию после приемки их приемочной комиссией с участием представителя Госэнергонадзора России. Приемочной комиссии должна быть представлена следующая документация:

- исполнительная документация с пояснительной запиской;
- исполнительные чертежи и электрические схемы первичной и вторичной коммутации с указанием всех внесенных в процессе монтажа согласованных с проектным институтом изменений;
- сводная инвентарная опись установленного электрооборудования;
- протоколы испытания электрооборудования;
- технические паспорта основного электрооборудования, инструкции по обслуживанию электроустановок;
- протоколы сушки и ревизии аппаратов и электрооборудования, наладки релейной защиты и автоматики, измерений сопротивления заземления, химанализа и испытания трансформаторного масла и другие документы.

1.6.28. Подготовку электроустановок к испытаниям по окончании строительно-монтажных работ, проведение их, а также обеспечение всех проверок и испытаний необходимыми приборами и материалами осуществляет организация, монтировавшая установки, совместно с заказчиком.

1.6.29. Перекачивающие станции и наливные пункты могут быть приняты в эксплуатацию только после завершения всех строительно-монтажных и наладочных работ, предусмотренных проектом. Рабочей комиссии должны быть предъявлены следующие материалы:

- проектная документация в полном объеме с изменениями, внесенными проектной организацией в процессе строительства, и штампом "исполнительный чертеж";
- паспорт на земельный участок, согласования об отводе площадки под строительство наземных сооружений;
- заводские паспорта и инструкции на смонтированное оборудование, акт на их ревизию и испытания;

- заводские сертификаты на трубы, фасонные части и арматуру, смонтированные на технологических коммуникациях, провода и кабели линий электропередачи;
- документы, характеризующие качество работ при сооружении технологических трубопроводов (аналогично линейной части);
- документы, характеризующие качество питьевой и производственной воды;
- документы о согласовании сброса фекальных, производственных и ливневых вод;
- документы, санкционирующие эксплуатацию оборудования, подконтрольного Госгортехнадзору России;
- акты скрытых работ по всем зданиям и сооружениям;
- сертификаты материалов, паспорта лабораторных испытаний несущих бетонных и железобетонных конструкций, резервуаров и фундаментов под оборудование;
- документы согласования с железнодорожными организациями, санкционирующими эксплуатацию подъездных путей и операции на наливных пунктах (эстакадах);
- акты на элементы резервуаров, изготовленные на заводе;
- сертификаты и прочие документы, удостоверяющие качество металла, из которого построены резервуары, качество электродов, сварочной проволоки, флюса и других материалов, примененных при монтаже резервуаров;
- акты на скрытые работы при строительстве резервуаров, приемки грунта для основания резервуаров и грунта для насыпной подушки, изоляционных слоев, проверки качества сварных швов днищ корпусов и кровли, ревизии оборудования, заземления резервуаров и понтонов в соответствии с проектом, просвечивания вертикальных швов корпуса;
- журналы работ по сооружению резервуаров и журналы сварочных работ;
- акты испытаний резервуаров на прочность и герметичность;
- акты испытания технологических трубопроводов, теплосетей, водопроводных сетей, напорных канализационных коллекторов, самотечных систем, газопроводов, систем очистки стоков;
- акты проверки стационарных систем пожаротушения и извещения о пожаре;
- акты проверки герметичности разделительных стен в помещениях насосных цехов;
- акты индивидуальных и комплексных испытаний средств автоматики, телемеханики и связи;
- паспорта (формуляры) на ПС и НП с техническими характеристиками, оформленные в виде журналов и базы данных на магнитном диске - носителе информации.

1.6.30. Блочно-комплектные перекачивающие насосные станции (БКПС) должны приниматься в соответствии с НТД по приемке в эксплуатацию перекачивающих станций в блочно-комплектном исполнении.

1.6.31. Приемка МНПП оформляется актом приемочной комиссии, который после утверждения является основанием для ввода нефтепродуктопровода в эксплуатацию. Акт о приемке в эксплуатацию утверждается приказом органа, назначившего комиссию.

2. Линейная часть

2.1. Состав линейной части магистральных нефтепродуктопроводов

2.1.1. В состав линейной части МНПП входят:

собственно трубопровод с ответвлениями и лупингами, запорной и регулирующей арматурой, переходами через естественные и искусственные препятствия, узлами пуска и приема очистных и диагностических устройств, байпасными площадками;

наземные линейные сооружения, включающие:

- здания и сооружения линейной службы эксплуатации (АВП, дома обходчиков, вертолетные площадки);
- постоянные дороги, расположенные вдоль трассы трубопровода, и подъезды к ним; переезды через трубопроводы;

защитные противопожарные, охранные, противооползневые, противоэрозионные и другие защитные сооружения нефтепродуктопроводов;

- установки электрохимической защиты нефтепродуктопроводов от коррозии;
- линии и сооружения технологической связи, средства и сооружения телемеханики и КИП;
- линии электропередачи для снабжения электроэнергией узлов установки запорной и другой арматуры;

2.1.2. Земельные участки, отводимые для линейной части МНПП, определяются проектом и оформляются актами в постоянное или временное пользование.

Земельные участки под наземные линейные сооружения отводятся в постоянное пользование. Их определяют проектом с последующим оформлением на право пользования.

Земельные участки, предоставляемые во временное пользование (на период строительства или ремонта), должны быть возвращены землепользователям в установленном порядке после окончания строительно-монтажных работ и рекультивации.

2.1.3. Размеры земельных участков, отводимых под строительство, определяются проектом в соответствии с действующими нормами.

2.2. Трасса и охранная зона

2.2.1. Трассы нефтепродуктопроводов в соответствии с проектом и "Правилами охраны магистральных трубопроводов" обозначаются опознавательными знаками (со щитами-указателями): столбиками высотой 1,5 - 2 метра от поверхности земли, устанавливаемыми в пределах прямой видимости, но не реже чем через 1 км, на углах поворота, водных и воздушных переходах, а также при пересечении трубопроводом шоссейных и железных дорог.

Установка опознавательных знаков нефтепродуктопроводов оформляется совместным актом ОАО и землепользователя.

На щите-указателе должны быть приведены:

- наименование нефтепродуктопровода или входящего в его состав сооружения;
- привязка знака (км, пикет) к трассе;
- размеры охранной зоны;
- телефоны и адреса диспетчерской и аварийной служб производственного подразделения, эксплуатирующего данный участок МНПП и др.

Допускается установка щитов-указателей на опорах ЛЭП, линий связи, проходящих параллельно МНПП, и контрольно-измерительных пунктах.

2.2.2. Места пересечения нефтепродуктопроводов с судоходными и сплавными реками, а также каналами обозначаются на берегах сигнальными знаками. Сигнальные знаки устанавливаются подразделениями ОАО по согласованию с бассейновыми управлениями водного пути (управления каналов) и вносятся последними в перечень судоходной обстановки и в лоцманские карты.

2.2.3. В местах пересечения нефтепродуктопроводов с автомобильными дорогами всех категорий ОАО, эксплуатирующим МНПП, совместно с дорожными управлениями

устанавливается дорожный знак, запрещающий остановку транспорта в пределах охранной зоны.

2.2.4. Предупредительными знаками должны быть обозначены линейные задвижки, краны, вантузы и другие сооружения и элементы МНПП, выступающие над поверхностью земли. Помимо постоянных знаков у каждого линейного обходчика-ремонтника и в спецавтомашинах линейной службы должны быть переносные предупредительные знаки для ограждения возможных мест утечек нефтепродуктов, ремонтируемых участков, мест размыва МНПП.

2.2.5. При проектировании любых объектов в охранной зоне МНПП заказчику объекта необходимо получить письменное согласование с ОАО, эксплуатирующим МНПП.

Расстояния до проектируемых промышленных и гражданских сооружений от оси нефтепродуктопровода и территорий ПС должны быть не менее установленных действующими СНиП.

2.2.6. К трассе МНПП должна иметься возможность подъезда транспортных средств и механизмов, необходимых для выполнения ремонтных работ. При этом следует максимально использовать дороги общего пользования.

2.2.7. Трасса МНПП в пределах 3 м от оси крайнего трубопровода должна периодически расчищаться от поросли и содержаться в надлежащем противопожарном состоянии.

2.2.8. Растущие овраги и промоины, расположенные в стороне от трассы, которые при своем развитии могут достичь нефтепродуктопровода, должны укрепляться.

2.2.9. По всей трассе в процессе эксплуатации должна поддерживаться проектная глубина заложения нефтепродуктопровода.

Фактическую глубину заложения нефтепродуктопровода контролируют на непахотных землях не реже одного раза в 5 лет, на пахотных - один раз в год. На участках с глубиной заложения нефтепродуктопровода менее установленного проектом значения до верха образующей трубы предусматривают дополнительные меры по обеспечению его сохранности. Оголение нефтепродуктопровода, провисание и другие нарушения не допускаются. При их наличии предусматривают заглубление участка МНПП при капитальном ремонте.

2.2.10. Материалы, отражающие фактическое положение МНПП и его отводов, оформленные в установленном порядке заказчиком, должны быть переданы в местные органы власти для нанесения их на районные карты землепользований.

2.2.11. На всем протяжении трассы МНПП для исключения повреждений в соответствии с действующими Правилами охраны магистральных трубопроводов устанавливают охранную зону:

- вдоль трасс МНПП - в виде участка земли, ограниченного условными линиями, находящимися в 25 метрах от оси трубопровода с каждой стороны;
- вдоль трасс многониточных нефтепродуктопроводов в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 25 метрах от осей крайних трубопроводов с каждой стороны;
- вдоль подводных переходов нефтепродуктопроводов - в виде участка водоема на расстоянии 100 метров с каждой стороны от осей крайних ниток трубопроводов;
- вокруг емкостей для хранения и дренажа нефтепродуктов, земляных амбаров для аварийного выпуска нефтепродукта - в виде участка земли, ограниченного замкнутой линией, отстоящей от границ территории указанных объектов по 50 м во все стороны;

- вокруг головных и промежуточных перекачивающих и наливных насосных станций, резервуарных парков, узлов учета нефтепродуктов, наливных и сливных эстакад, станций подземного хранения газа, пунктов подогрева нефтепродуктов - в виде участка земли, ограниченного замкнутой линией, отстоящей от границ территорий указанных объектов на 100 м во все стороны.

2.2.12. Охранная зона МНПП должна быть отражена в картах землеустроителя и землепользователя.

2.2.13. Земельные участки, входящие в охранные зоны МНПП, используются землепользователем для проведения сельскохозяйственных работ с обязательным соблюдением требований Правил охраны магистральных трубопроводов и настоящих Правил.

2.2.14. Полевые сельскохозяйственные работы в охранных зонах нефтепродуктопроводов производятся землепользователями с предварительным уведомлением ЛПДС, эксплуатирующей нефтепродуктопровод, о начале посевной и уборочной кампаний.

2.2.15. На орошаемых землях, находящихся в охранных зонах нефтепродуктопроводов, работы, связанные с временным затоплением земель, производятся по согласованию между землепользователем и ЛПДС, эксплуатирующей нефтепродуктопровод.

2.2.16. В охранных зонах запрещается производить всякого рода действия, которые могут нарушить нормальную эксплуатацию нефтепродуктопроводов либо привести к их повреждению, в том числе:

- возводить любые постройки и сооружения, ограниченные расстоянием от оси МНПП в соответствии со СНиП 2.05.06-85* "Магистральные трубопроводы";
- перемещать и производить засыпку и поломку опознавательных и сигнальных знаков, контрольно-измерительных пунктов;
- открывать люки, калитки и двери необслуживаемых усилительных пунктов кабельной связи, ограждений, узлов линейной арматуры, станций катодной и дренажной защиты, линейных и смотровых колодцев и других линейных устройств, открывать и закрывать краны и задвижки, отключать и включать средства связи, энергоснабжения и телемеханики нефтепродуктопроводов;
- устраивать всякого рода свалки, выливать растворы кислот, солей и щелочей;
- разрушать берегоукрепительные сооружения, водопропускные устройства, земляные и иные сооружения (устройства), предохраняющие нефтепродуктопроводы от разрушения, а прилегающую территорию и окружающую местность - от аварийного разлива транспортируемого продукта;
- бросать якорь, проходить с отданными якорями, цепями, лотами, волокушами и тралями, производить дноуглубительные и землечерпательные работы;
- разводить огонь и размещать какие-либо открытые или закрытые источники огня.

2.2.17. В охранных зонах МНПП сторонними организациями и частными лицами без письменного согласия ОАО, эксплуатирующего их, запрещается:

- возводить какие-либо постройки и сооружения;
- высаживать деревья и кустарники всех видов, складывать корма, удобрения и материалы, скирдовать сено и солому, содержать скот, ловить рыбу, производить колку и заготовку льда;
- сооружать проезды и переезды через трассы трубопровода;
- устраивать стоянки автомобильного транспорта, тракторов и механизмов, размещать сады и огороды;

- производить мелиоративные земляные работы, сооружать оросительные и осушительные системы;
- производить всякого рода открытые и подземные горные, строительные, взрывные работы, планировку грунта;
- производить геолого-съёмочные, поисковые, геодезические и другие изыскательские работы, связанные с устройством скважин, шурфов и взятием проб грунта (кроме почвенных образцов).

Предприятия и организации, получившие письменное согласие на ведение указанных работ в охранных зонах трубопроводов, обязаны выполнять их с соблюдением условий, обеспечивающих целостность трубопроводов, сохранность объектов МНПП и нефтепродуктов.

Лица, виновные в умышленной разгерметизации нефтепродуктопроводов, несут ответственность в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации. Условия производства работ в пределах охранной зоны МНПП устанавливают эксплуатирующие их ОАО.

2.2.18. До выдачи разрешения на производство работ в охранной зоне нефтепродуктопровода производственное подразделение ОАО, эксплуатирующее участок МНПП, пролегающий в зоне этих работ, выполняет обследование участка с целью определения его технического состояния и безопасности, а также уточнения положения нефтепродуктопровода и всех его сооружений.

Если техническое состояние участка нефтепродуктопровода требует выполнения ремонтных работ для предотвращения возможного его разрушения или утечки нефтепродукта, ОАО имеет право временно (до окончания ремонта) запретить, с предварительным уведомлением землепользователей, проведение любых, в том числе сельскохозяйственных, работ, кроме связанных с ремонтом /28/, в пределах участка трубопровода, требующего ремонта, на расстояниях, равных минимальным расстояниям от оси трубопровода до городов и населенных пунктов, установленным действующей НТД /9/.

Предприятие (подразделение), получившее разрешение на производство работ в охранной зоне МНПП, должно быть письменно информировано о границах опасной зоны и прочих условиях производства работ согласно Правилам охраны магистральных трубопроводов. Производство работ без присутствия представителя владельца трубопровода не допускается.

2.2.19. Письменное согласие на проведение взрывных работ в охранных зонах нефтепродуктопроводов выдается ОАО только после выполнения предприятием (организацией), проводящим эти работы, требований, предусмотренных Едиными правилами безопасности при взрывных работах /127/.

2.2.20. Предприятиям, эксплуатирующим нефтепродуктопроводы, разрешается:

2.2.20.1. Подъезд в соответствии со схемой проездов, согласованной с землепользователем, и других технических средств к трубопроводу и его объектам для обслуживания и проведения ремонтных работ.

В аварийных ситуациях разрешается подъезд к нефтепродуктопроводу и сооружениям на нем по маршруту, обеспечивающему доставку техники и материалов для устранения аварий, с последующим оформлением и оплатой нанесенных убытков землевладельцам.

Если нефтепродуктопроводы проходят по территории запретных зон и специальных объектов, то соответствующие организации должны выдавать работникам, обслуживающим эти нефтепродуктопроводы, пропуска для проведения осмотров и ремонтных работ.

2.2.20.2. Устройство в пределах охранной зоны шурфов для проверки качества изоляции нефтепродуктопроводов и проведение других земляных работ, необходимых для обеспечения нормальной эксплуатации МНПП, с предварительным уведомлением об этом землепользователя. Места шурфовок должны быть ограждены и после окончания работ немедленно засыпаны.

2.2.20.3. Вырубка деревьев для проезда и размещения техники, производства работ, обустройства амбаров и т.д. при авариях на нефтепродуктопроводах, проходящих через лесные массивы, с последующим оформлением лесорубочных билетов и с очисткой мест рубки от порубочных остатков.

В случае необходимости ОАО, эксплуатирующие МНПП, могут проводить в процессе их текущего содержания рубку леса в охранных зонах с оформлением лесорубочных билетов на общих основаниях.

Полученная при этом древесина используется указанными ОАО для удовлетворения собственных нужд, оставшаяся - передается лесхозом для реализации в установленном порядке.

2.2.21. При совпадении охранной зоны нефтепродуктопровода с полосой отвода железных и автомобильных дорог, ЛЭП и других объектов эксплуатация совпадающих участков территории осуществляется заинтересованными сторонами по согласованию между ними.

2.2.22. Для работ по капитальному ремонту, реконструкции МНПП и устройству проездов через них ОАО, эксплуатирующим нефтепродуктопроводы, должны быть предоставлены во временное пользование в установленном порядке земельные участки в размере, предусмотренном проектом действующими нормами отвода земель для строительства трубопроводов. Проведение ремонтных работ на нефтепродуктопроводах, проходящих в пределах рыбохозяйственных водоемов, должно быть согласовано с местными органами рыбоохраны, за исключением работ, необходимость проведения которых вызвана аварийной ситуацией на МНПП.

2.2.23. При прохождении нефтепродуктопроводов в одном техническом коридоре с инженерными коммуникациями других ведомств или их взаимном пересечении основы взаимоотношений предприятий, эксплуатирующих эти коммуникации, и ОАО, эксплуатирующих МНПП, определяются Положением о взаимоотношениях ведомств, коммуникации которых проходят в одном техническом коридоре /72/.

Местоположение коммуникаций в одном техническом коридоре должно быть четко обозначено на местности опознавательными и предупреждающими знаками.

Установка знаков должна оформляться совместным актом владельцев коммуникаций технического коридора и землепользователей.

2.2.24. Все изменения, касающиеся строительства объектов в охранной зоне, пересечения с трубопроводами и коммуникациями другого назначения и конструктивные изменения объектов линейной части МНПП в процессе ремонта и реконструкции должны своевременно вноситься в исполнительную документацию.

2.2.25. Владельцы коммуникаций технического коридора должны совместно разработать и утвердить инструкцию о взаимоотношениях при эксплуатации подведомственных сооружений.

В инструкции должны быть отражены:

- состав коммуникаций с указанием их основных технических характеристик;
- границы коридора по трассе каждого сооружения;
- перечень организаций, ответственных за эксплуатацию коммуникаций, их местонахождение и порядок связи;
- специфические признаки аварий и неисправностей на каждом конкретном трубопроводе (коммуникации) и порядок действия при их обнаружении техническим персоналом любого из ведомств - владельцев коммуникаций;
- организация и выполнение патрулирования, охраны и оповещения об аварийных ситуациях;
- порядок согласования с владельцами соседних коммуникаций ремонтных и аварийно-восстановительных работ;
- сроки, объемы и порядок ежегодных совместных обследований коридоров и устранение выявленных дефектов;
- организация и объемы оказания взаимопомощи при устранении аварий и их последствий;
- порядок обслуживания и ремонта общих вспомогательных объектов (проездов вдоль коридора, мостов и переездов, вертолетных площадок и т.п.).

Инструкция составляется в месячный срок со дня образования нового технического коридора.

2.2.26. Владельцы коммуникаций должны передавать друг другу и своевременно корректировать необходимую документацию о местонахождении и состоянии сооружений в техническом коридоре; согласовывать перечень необходимой документации, в месячный срок направлять сведения об изменениях владельцам соседних коммуникаций.

2.2.27. Строительно-монтажные и земляные работы в охранной зоне могут выполняться только при наличии согласованного проекта производства работ и письменного разрешения владельцев коммуникаций и контроля за производством работ представителями заинтересованных владельцев.

2.2.28. Владельцы коммуникаций, проложенных в техническом коридоре, должны иметь планы ликвидации возможных аварий и их последствий, предусматривающие меры по недопущению повреждений при этом других коммуникаций коридора. Планы должны быть согласованы с владельцем коммуникаций коридора.

2.2.29. В ситуациях, требующих безотлагательных мер по недопущению или ликвидации аварии, допускается приступать к работам без предварительного согласования с заинтересованными организациями, приняв меры к обеспечению сохранности других коммуникаций коридора. О создавшейся ситуации и производстве работ необходимо сообщить всем заинтересованным организациям.

2.2.30. Повреждения коммуникаций, произошедшие вследствие неисправности или при производстве работ на соседних коммуникациях, расследуются комиссией с привлечением всех заинтересованных сторон и устраняются виновной организацией или за ее счет.

2.2.31. Устранение последствий стихийных бедствий выполняется владельцами коммуникаций технического коридора совместными силами.

2.2.32. Споры, возникающие между владельцами коммуникаций технического коридора, разрешаются в порядке, установленном положениями о взаимоотношениях и законодательством.

2.2.33. По окончании плановых или аварийно-восстановительных работ ОАО или отделения, эксплуатирующие МНПП, обязаны привести земельные угодья в состояние, пригодное для дальнейшего их использования по назначению.

2.3. Трубопровод

2.3.1. Строительство трубопроводов и их реконструкция осуществляется в соответствии с проектом и действующей НТД (СНиП, ВНТП, РД и т.д.).

2.3.2. Арматура, оборудование, приборы на трубопроводах должны быть размещены в соответствии с проектом и отвечать требованиям НТД и ТД.

2.3.3. Для замера давления на нефтепродуктопроводе, фиксации прохождения очистных и диагностических устройств должны быть предусмотрены отборные и другие устройства для установки манометров и т.д. в местах, определенных проектом.

2.3.4. Приемка трубопровода в эксплуатацию и его эксплуатация осуществляются в соответствии с общими требованиями по приемке законченного строительством объектов, с соблюдением требований проекта и действующей НТД.

2.3.5. На каждый МНПП должен быть оформлен технический паспорт (формуляр) с указанием сооружений, смонтированного оборудования и с краткой технической характеристикой, профилем и другой информацией (наряду с журнальной формой оформления паспорт может быть представлен также в виде базы данных на магнитном диске - носителе информации).

2.3.6. Магистральные трубопроводы, арматура и другие устройства на них должны периодически осматриваться, диагностироваться и обслуживаться согласно утвержденным главным инженером ОАО, ПО планам-графикам ППР, составленным в соответствии с действующей системой ГОР линейной части МНПП /63/.

Результаты осмотров отражаются в журнале осмотров, диагностики и ремонтных работ - в журнале ремонтов и техническом паспорте МНПП.

- для многониточных переходов - участок, ограниченный запорной арматурой, установленной на берегах или за границами поймы, в соответствии с проектом;

- для однониточных переходов - участок, ограниченный горизонтом высоких вод (ГВВ) не ниже 10%-ной обеспеченности и 2%-ной обеспеченности для горных рек.

2.4.2. На обоих берегах перехода в межень шириной более 100 м устанавливаются постоянные реперы, по отношению к которым выполняют высотную привязку результатов промеров при каждом обследовании перехода. Реперы устанавливают в незатопляемой зоне, чтобы сохранить их в случае возможных разрушений берегов и при ледоходе. При ширине реки до 100 м допускается установка одного репера.

2.4.3. Для сохранности подводных переходов на судоходных реках и сплавных водных путях места расположения подводных переходов обозначают предупредительными знаками "Якорь не бросать (подводный переход)" с осветительной аппаратурой. Места установки этих знаков согласовывают с бассейновыми инспекциями или другими организациями, эксплуатирующими водные пути сообщения.

2.4.4. В местах переходов нефтепродуктопроводов через судоходные и сплавные реки, как правило, предусматривают установку блок-постов или пунктов технического обслуживания,

укомплектованных плавсредствами и приспособлениями для защиты водоемов от загрязнения нефтепродуктами.

2.4.5. На каждый ПП МНПП должен быть составлен паспорт, содержащий о ПП следующие сведения:

- технические и технологические характеристики ПП;
- гидроморфологические характеристики участка реки в районе ПП;
- сведения о работах, выполненных на ПП;
- план ликвидации аварий, повреждений и их последствий на ПП.

Паспорт передается генподрядчиком (исполнителем работ по строительству перехода) заказчику вместе с исполнительной документацией.

В случае отсутствия паспорта последний составляется ОАО (отделением ОАО), эксплуатирующим переход.

2.4.6. Сооружение подводного перехода и его капитальный ремонт проводят в соответствии с проектом, учитывая возможные деформации русла и перспективные дноуглубительные работы.

2.4.7. Для обеспечения надежной работы подводных переходов через судоходные и сплавные водные пути необходимо вести контроль за деформацией берегов, изменением русловой части водоема и относительным положением самого трубопровода, обследование подводной части перехода специальными организациями.

2.4.8. Обследования проводятся по графику, результаты представляют в виде технического отчета и заносят в технический паспорт перехода.

2.4.9. При перекачке одного сорта нефтепродукта включаются в работу рабочая и резервная нитки трубопровода на переходе. При последовательной перекачке разных сортов нефтепродуктов включение в работу резервных ниток перехода определяет ОАО, эксплуатирующее МНПП, исходя из местных условий и необходимости обеспечения минимального смесеобразования. Не реже одного раза в год необходимо производить промывку всех ниток переходов, направляя весь поток нефтепродуктов поочередно по каждой нитке. Проведение этих работ должно быть предусмотрено инструкцией. При необходимости полного отключения одной нитки должны быть предусмотрены меры, предупреждающие повышение давления в отключенном трубопроводе от температурных воздействий.

2.4.10. На ПП МНПП через сплавные и судоходные реки должно контролироваться давление, ежедневно - при наличии постов наблюдения и по графику осмотра нефтепродуктопроводов - при их отсутствии.

2.4.11. Контроль за состоянием ПП МНПП осуществляется производственным подразделением ОАО, эксплуатирующим магистральные нефтепродуктопроводы.

Для обеспечения надежной работы ПП МНПП необходимо выполнять следующие основные мероприятия:

- поддержание установленных проектом отметок заглубления трубопроводов;
- поддержание в исправном состоянии защиты труб перехода, устранение повреждений изоляции, металла труб, электрохимзащиты, берегоукреплений, подмывов, оползней, размывов и т.д.;
- контроль за наличием информационных знаков, ограждения, сохранностью реперов и ледозащитных устройств;
- контроль за состоянием и техническое обслуживание запорной арматуры;

- систематический контроль за давлением в основной и резервной нитках перехода.

2.4.12. Система технического обслуживания и ремонта подводных переходов должна включать в себя:

- визуальные наблюдения - в соответствии с утвержденным главным инженером отделения ОАО графиком;
- регулярные осмотры (раз в месяц) береговых участков и пойменных участков переходов, проверку состояния откосов и укрепления берегов;
- промывку резервных ниток;
- осмотр и проверку исправности информационных знаков, ледозащитных устройств;
- регулярные контрольные осмотры ПП МНПП ежегодно в предпаводковый или послепаводковый периоды с целью выявления размывов русла реки и обнажения трубопровода, размыва и разрушения подводной части берегоукрепительных сооружений;
- обследование технического состояния.

Периодичность, порядок, состав и объем работ по обследованию технического состояния ПП МНПП должны определяться в соответствии с действующей НТД.

Техническое обслуживание крупных или сложных подводных переходов (шириной более 100 м, судоходных и т.п.) должно осуществляться по индивидуальным технологическим регламентам, разрабатываемым с учетом специфики перехода. Результаты осмотров и технического обслуживания должны быть отражены в журнале наблюдения и паспорте перехода производственным подразделением ОАО.

2.4.13. АВП, обслуживающие ПП МНПП, должны быть оснащены техническими средствами для ликвидации аварийных разливов нефтепродукта в соответствии с Табелем технического оснащения аварийно-восстановительных пунктов магистральных нефтепродуктопроводов /137/.

Работы по ликвидации аварий на ПП МНПП и их последствий должны выполняться в соответствии с заранее разработанным, согласованным в установленном порядке и утвержденным главным инженером ПО ОАО планом ликвидации возможных аварий (ПЛА).

2.4.13.1. ПЛА должны разрабатываться на все возможные виды аварий с учетом местных условий перехода. В них должны быть отражены мероприятия по обнаружению и безопасному ведению работ по ликвидации аварий и ее возможных последствий; обеспечению безопасности и спасению людей; порядок и примерный график выполнения работ, перечень технических средств и оборудования, их размещение; обязанности и порядок действия ответственных должностных лиц и ремонтного персонала; порядок и сроки оформления установленной документации; вопросы взаимодействия с органами местной власти, штабами по делам гражданской обороны и чрезвычайным ситуациям, землепользователями, организациями - владельцами коммуникаций, проходящих в одном техническом коридоре, бассейновым управлением участка пути, другими организациями.

2.4.13.2. Планы ликвидации возможных аварий на ПП МНПП должны быть тщательно изучены и отработаны всеми лицами, участвующими в организации и проведении работ по обнаружению и ликвидации аварии и ее последствий.

2.4.13.3. Знание ПЛА, в т.ч. на ПП, проверяется не реже одного раза в год; степень подготовки персонала и практические навыки выполнения работ по ликвидации аварий на ПП проверяются и закрепляются учебно-тренировочными занятиями, которые должны

проводиться в соответствии с утвержденным главным инженером ПО графиком не реже одного раза в 2 - 3 года.

2.4.14. В случае попадания перекачиваемого нефтепродукта в реки должны быть приняты меры по его локализации, улавливанию и утилизации.

2.4.14.1. Локализация движения пятна нефтепродукта производится с помощью плавучих боновых заграждений (БЗ), способ установки которых определяется инструкцией заводоизготовителей и предусматривается в ПЛА.

2.4.14.2. Места локализации (установки БЗ) определяются руководителем АВР с таким расчетом, чтобы к моменту подхода головной части пятна нефтепродукта были закончены работы по установке БЗ и сборщиков нефтепродукта.

2.4.14.3. Варианты расстановки БЗ выбираются в зависимости от конкретных условий с учетом скорости течения и категории рек.

2.4.15. Капитальный ремонт ПП МНПП выполняется по проекту, в основу которого должны быть положены результаты технического обследования, материалы инженерных изысканий и наблюдений за русловыми деформациями.

2.4.16. При эксплуатации переходов через железные и автомобильные дороги 1 - 4 категорий необходимо уделять внимание наблюдению за смотровыми колодцами и имеющимися устройствами на случай повреждения перехода.

На каждый переход через железные и автомобильные дороги 1 - 4 категории также должен быть составлен паспорт по установленной форме.

Обследование технического состояния переходов через железные и шоссейные дороги всех категорий должно проводиться не реже одного раза в 5 лет.

2.4.17. Ремонт переходов через железные и автомобильные дороги трубопроводов должен производиться в плановом порядке. Периодичность, состав и объем выполняемых при этом работ должны быть определены в соответствии с техническим состоянием переходов на основании дефектных ведомостей и нормативных документов.

2.4.18. Ежегодно необходимо выполнять нивелировку переходов трубопровода, а техническое состояние строительных конструкций, опор, траверс определять по отдельному графику, не реже одного раза в 10 лет. Для мостовых, вантовых и других сложных переходов должны быть разработаны дополнительные инструкции по обслуживанию и ремонту, подготовлены специалисты для выполнения подобных работ.

2.4.19. В процессе эксплуатации воздушных переходов необходимо выполнять контроль за общим состоянием воздушных переходов, трубопровода, береговых и промежуточных опор, их осадкой, состоянием мачт, тросов, вантов, берегов в полосе переходов, берегоукрепительных сооружений, водоотводных канав, мест выхода трубопроводов из земли, креплений трубопроводов к опорам земляных насыпей. При необходимости производится нивелировка.

2.5. Запорная арматура

2.5.1. Размещение запорной арматуры по трассе МНПП производится при проектировании в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06-85 "Магистральные трубопроводы".

При размещении линейной запорной арматуры необходимо учитывать профиль трассы, чтобы свести потери нефтепродуктов при повреждениях и плановых ремонтных работах до минимума.

2.5.2. Запорная арматура, установленная на переходах через водные преграды или на других опасных участках трубопроводов, должна быть по возможности оборудована электроприводом. При реконструкции или капитальном ремонте трубопроводов устанавливаемая на этих участках запорная арматура и ее электроснабжение должны соответствовать требованиям действующих НТД.

2.5.3. Запорная арматура, установленная на МНПП, должна иметь:

- ограждение;
- площадку обслуживания, выполненную согласно проекту, с обязательной установкой предупреждающих и запрещающих знаков на ограждении;
- нумерацию согласно технологической схеме трубопровода;
- указатели вращения на закрытие и открытие и положения "закрыто", "открыто";
- подъезд.

Колодцы и шкафы внутри ограждения должны иметь запоры.

2.5.4. Запорная арматура, устанавливаемая на МНПП, должна обеспечивать:

- герметичность отключения одной части трубопровода;
 - надежность в эксплуатации и удобство обслуживания;
 - беспрепятственный проход через арматуру очистных и диагностических устройств.
- Электропривод арматуры должен быть во взрывозащищенном исполнении и дублироваться ручным приводом.

При этом должна быть обеспечена легкость закрытия и открытия арматуры при любых погодных условиях.

2.5.5. Нормальное положение задвижек на магистральном трубопроводе - открытое, нормальное положение байпасной задвижки - закрытое (если иное не предусмотрено проектом).

Положение задвижек на соединительных линиях зависит от режима работы трубопровода.

2.5.6. Открывать и закрывать запорную арматуру разрешается только по распоряжению диспетчера производственного отделения (ОАО).

2.5.7. Запрещается использовать запорную арматуру в качестве регулирующего органа. Ход шпинделя в задвижках должен быть плавным, а затвор при закрытии и открытии должен перемещаться без заедания.

2.5.8. Периодичность и объемы ТОР запорной арматуры определяются инструкцией завода-изготовителя и планом-графиком, утвержденным главным инженером отделения ОАО.

2.5.9. Арматура на МНПП при ремонтных работах должна иметь серию не ниже предусмотренной проектом с предварительным проведением ревизии и гидравлического испытания на прочность и герметичность согласно ГОСТ 356-80 "Арматура и детали трубопроводов. Давления условные, трубные и рабочие. Ряды".

2.5.10. ТОР запорной арматуры производится аварийно-восстановительными службами. Для осуществления капитального ремонта запорной арматуры создается обменный фонд запорной арматуры. Номенклатура и количество запорной арматуры обменного фонда определяются расчетом.

2.5.11. В каждом ОАО, эксплуатирующем МНПП, должен находиться аварийный запас запорной арматуры в количестве не менее одной задвижки каждого диаметра установленной серии на один АВП.

Арматура аварийного запаса должна быть отревизирована, храниться на складе под навесом. Условия транспортировки должны соответствовать техническим требованиям изготовителей. Запрещается применение запорной арматуры, не имеющей технических паспортов, а также товарного знака на корпусе.

2.6. Техническое обслуживание и ремонт линейной части магистральных нефтепродуктопроводов

2.6.1. Надежность магистральных нефтепродуктопроводов при их эксплуатации должна быть обеспечена и поддержана на требуемом уровне путем своевременного проведения плановых мероприятий технического обслуживания и ремонта согласно требованиям действующей НТД и утвержденным графикам, а также качественного выполнения восстановительных работ при неплановых ремонтах.

2.6.2. Основные требования к организации и проведению, учету и контролю работ по техническому обслуживанию и ремонту линейной части МНПП, периодичность технического обслуживания и ремонтные нормативы определяются нормативно-техническим документом "Система технического обслуживания и ремонта линейной части магистральных нефтепродуктопроводов" /63/.

Все работы на линейной части МНПП по замене запорной арматуры, по подключению новых и капитально отремонтированных участков, по пропуску очистных устройств выполняются согласно разработанным ОАО (отделениями ОАО, ЛПДС) организационно-техническим мероприятиям, утверждаемым главным инженером ОАО.

2.6.3. Для выполнения технического обслуживания, текущего и аварийно-восстановительного ремонта линейной части МНПП ОАО, ПО используют:

- ремонтно-восстановительные бригады перекачивающих и наливных станций;
- аварийно-восстановительные пункты (АВП), расположенные вдоль трассы по проекту или решению отделения ОАО, исходя из значимости и доступности отдельных точек трассы;
- ремонтно-строительные участки, линейные обходчики.

2.6.4. Организационная структура, состав бригад и подразделений, обслуживающих линейную часть МНПП, устанавливаются ОАО.

2.6.5. На подразделения, обслуживающие линейную часть МНПП, возлагаются следующие основные задачи:

- периодические и внеочередные осмотры трассы МНПП путем обхода, объезда или облета с целью выявления нарушений охранной зоны, возможных утечек нефтепродуктов и их хищения;
- содержание в полной исправности линейных сооружений, особенно сооружений на переходах через реки и другие препятствия, в туннелях, на болотах, в колодцах; станций катодной защиты, линейных сооружений связи, линий электропередачи, электроустановок и т.п.;
- наблюдение за состоянием охранной зоны и производством работ сторонними организациями;
- выполнение работ по техническому обслуживанию, планово-предупредительным и аварийно-восстановительным ремонтам;
- осуществление при необходимости врезок и отводов в нефтепродуктопроводы для подключения новых объектов, реконструкции узлов переключения и т.д.;

- осуществление мероприятий по подготовке МНПП к работе в осенне-зимний период и к весеннему паводку;
- оформление в установленном порядке документации на ремонтные работы и ликвидацию аварий;
- поддержание в исправном состоянии табельной техники, приспособлений и другого имущества, своевременное их пополнение;
- проведение в установленные графиком сроки учебно-тренировочных занятий с отработкой планов ликвидации аварий с целью проверки готовности техники и персонала к выполнению работ по ликвидации возможных аварий.

2.6.6. При осмотре трассы особое внимание должно быть обращено на:

- выявление возможных утечек нефтепродукта по выходу на поверхность и попыток его хищения;
- состояние переходов через реки, ручьи, овраги и другие препятствия;
- состояние пересечений с железными и автомобильными дорогами, появление незаконных проездов;
- состояние вдольтрассовых сооружений, включая защитные.

При осмотре наружной поверхности трубопроводов и их деталей (сварных швов, фланцевых соединений, включая крепеж арматуры, антикоррозионной защиты и изоляции, дренажных устройств, компенсаторов, опорных конструкций) следует обращать внимание на:

- состояние и показания приборов, по которым осуществляется контроль за давлением в нефтепродуктопроводе;
- герметичность незаглубленных участков нефтепродуктопровода, мест выхода из земли трубопроводных узлов, сварных и фланцевых соединений запорной арматуры;
- наличие утечек транспортируемого нефтепродукта из кожухов на пересечениях с железными и автомобильными дорогами.

Результаты осмотра трассы должны фиксироваться в журналах по установленной действующей НТД форме:

- в журнале N 1 - телефонограммы и распоряжения;
- в журнале N 2 - давление в трубопроводе и параметры приборов ЭХЗ;
- в журнале N 3 - результаты обхода и осмотра трассы и охраняемой зоны МНПП.

2.6.7. Работники, выполняющие техническое обслуживание и ремонт линейной части МНПП, обязаны знать трассу трубопровода, технологические схемы сооружений, устройство и работу арматуры, находящейся на обслуживаемом участке.

2.6.8. Ремонтно-восстановительные бригады и ремонтные колонны должны быть оснащены необходимыми транспортными средствами, строительными и ремонтными механизмами, оборудованием, материалами, инструментами и инвентарем в соответствии с действующими нормативами технической оснащенности /136, 137/, а также средствами оперативной связи.

2.6.9. Технические средства аварийно-восстановительных работ и подразделений (транспортные и ремонтно-восстановительные машины и механизмы) должны иметь соответствующие надписи. Транспортные средства аварийно-восстановительных бригад по согласованию с Государственной инспекцией безопасности дорожного движения (ГИБДД) оснащают спецсигналами. На период весенней распутицы на автотранспортные средства АВБ и АВП в организациях ГИБДД должны оформляться специальные пропуска для беспрепятственного проезда по дорогам и к линейной части МНПП.

2.6.10. Все оборудование, транспорт и имущество линейной службы, предназначенные для выполнения аварийно-восстановительных работ, должны находиться в постоянной исправности и готовности к немедленному выезду и применению. Использовать данную технику не по назначению запрещается.

2.6.11. Периодические визуальные осмотры трассы, линейных сооружений и охранной зоны МНПП производят по утвержденным маршрутам и графикам линейные обходчики или ремонтно-восстановительные бригады (РВБ), снабженные транспортом повышенной проходимости либо воздушным транспортом и двусторонней связью с ЛПДС.

2.6.11.1. Участки обслуживания МНПП одним обходчиком независимо от числа параллельно уложенных трубопроводов устанавливаются от 10 до 15 км с размещением блок-поста преимущественно в районе установки задвижек и закрепляются приказом по ЛПДС или ПС.

2.6.11.2. Линейные обходчики производят:

- ежедневный осмотр и выявление утечек нефтепродуктов через запорную арматуру, выхода нефтепродукта на поверхность земли или водную поверхность;
- проверку наличия и исправности километровых знаков, контрольно-измерительных пунктов, установок ЭХЗ запорной арматуры, колодцев и их ограждений, состояния вдольтрассовой линии электропередачи.

В случае выявления неисправностей оборудования, выхода нефтепродукта, хищений нефтепродукта из МНПП, выполнения каких-либо работ на трубопроводе или в охранной зоне сторонними организациями линейный обходчик немедленно сообщает об этом на ЛПДС, после чего действует согласно указаниям руководства ЛПДС (выставляет знаки безопасности, осуществляет охрану участка до прибытия РВБ и т.д. согласно ПЛА и указаниям руководства ЛПДС).

2.6.12. Задачей авиационного обслуживания может быть не только контроль за состоянием нефтепродуктопроводов со всеми линейными устройствами, сооружениями, зданиями, переходами и пересечениями, но и транспортировка ремонтных групп с комплексом инструментов на место работы.

2.6.13. Организацию работ по авиационному патрулированию трассы, включая оформление договора, осуществляет ответственное лицо, назначенное приказом по отделению или ОАО. На ЛПДС, ПС и НП, линейных участках МНПП должны быть предусмотрены площадки для посадки и взлета вертолетов.

2.6.14. На каждой ЛПДС, ПС и ПО должен быть составлен и утвержден список специалистов, которые могут пользоваться услугами вертолета для выполнения служебных обязанностей. Каждый допущенный к полетам на вертолетах специалист должен быть застрахован от несчастного случая в установленном порядке.

2.6.15. Периодичность осмотра нефтепродуктопровода путем обхода, объезда или облета устанавливает руководство ОАО в зависимости от местных условий, сложности рельефа трассы нефтепродуктопровода и времени года. Периодичность осмотра трассы руководством перекачивающих станций или ЛПДС - не реже одного раза в месяц, отделения - одного раза в квартал, ОАО - одного раза в полгода.

Внеочередные осмотры следует проводить после стихийных бедствий, в случае обнаружения утечки нефтепродуктов, падения давления, отсутствия баланса нефтепродукта и других признаков повреждения нефтепродуктопровода.

2.6.16. Время выхода (вылета) обходчиков или РВБ на трассу, их нахождения и возвращения с трассы должно сообщаться и регистрироваться дежурным диспетчером в специальном журнале. Результаты осмотров и выполняемые в процессе обхода (облета) операции должны фиксироваться в журнале наблюдений при обходе (облете) трассы.

2.6.17. Техническое обслуживание и ремонт сооружений и оборудования нефтепродуктопровода проводят аварийно-восстановительные бригады по утвержденному графику работ.

2.6.18. Для поддержания пропускной способности и сохранения качества нефтепродуктов производится периодическая очистка МНПП от внутренних отложений. Периодичность очистки выбирается в зависимости от интенсивности накопления отложений на основе анализа режимов перекачки. Очистка полости трубопровода производится по инструкциям, разрабатываемым ОАО, эксплуатирующими МНПП.

2.6.19. Очередная очистка должна производиться при снижении пропускной способности нефтепродуктопровода не более чем на 3%, ухудшении качества нефтепродукта и др. Все работы по подготовке и проведению очистки МНПП должны выполняться в соответствии с принятой технологией и требованиями нормативных документов по охране труда и пожарной безопасности /51, 53, 115, ..., 125/.

2.6.20. График очистки МНПП по участкам должен утверждаться главным инженером ОАО, эксплуатирующего этот МНПП или участок, и передаваться на исполнение в отделения. Контроль за выполнением графика должен осуществляться отделом эксплуатации и ТТО ОАО или отделений.

2.6.21. Виды и объемы ремонта самого трубопровода устанавливаются на основе оценки его технического состояния по данным осмотров в шурфах, электроизмерений, анализов отказов, технических норм, требований паспортов и инструкций заводов-изготовителей или по данным обследования состояния трубопровода приборными средствами диагностики, а также в соответствии с мероприятиями по повышению надежности и безопасности эксплуатации, предусмотренными в планах ОАО, отделений.

2.6.22. Фактическое состояние действующего нефтепродуктопровода определяется путем сравнения определяющих его техническое состояние параметров с предельно допустимыми значениями, на основании чего принимается решение по его ремонту или дальнейшей эксплуатации.

2.6.23. Подготовка и порядок проведения диагностического обследования линейной части МНПП, методические основы оценки фактического технического состояния и установления на этой основе сроков и объемов работ, а также порядок организации и проведения последующих ремонтов определяются действующими НТД о техническом диагностировании линейной части МНПП и системе ТОР по диагностическим данным.

2.6.24. Для трубопровода с повышенной коррозионностью, а также при большом числе аварий на его участках следует проводить гидравлические испытания водой или нефтепродуктом с предварительным согласованием в соответствующих органах надзора и разработкой мероприятий по безопасному ведению этих работ.

Каждое ОАО, эксплуатирующее МНПП, отделение должны разрабатывать и утверждать конкретные планы мероприятий по подготовке и обеспечению безаварийной работы МНПП и всех сооружений в осенне-зимний и весенний паводковый периоды.

2.6.25. В плане подготовки к эксплуатации МНПП в зимних условиях должны быть предусмотрены:

- ревизия и ремонт приводов запорной арматуры с заменой летней смазки на зимнюю и масла в взрывозащищенном электрооборудовании, создание запаса необходимых материалов и инструментов на базах, складах и в определенных местах трассы;
- восстановление противопожарных сооружений;
- ревизия и ремонт уплотнений в защитных кожухах переходов через шоссейные и железные дороги для предотвращения попадания воды в кожух;
- приоткрытие задвижек тупиковых участков, камер скребка и других подобных устройств;
- перевод на зимнюю эксплуатацию аварийно-ремонтной техники и другие мероприятия, направленные на обеспечение бесперебойного транспорта нефтепродуктов в зимних условиях;
- промывка тупиковых и непроточных участков и арматуры;
- установка указателей и вешек у колодцев и вантузов на случай заноса их снегом.

2.6.26. В плане мероприятий по подготовке к весеннему паводку должны быть предусмотрены:

- ремонт и укрепление воздушных и подводных переходов (с береговыми колодцами);
- подготовка аварийно-ремонтной техники, замена смазки в редукторах, проверка запорной арматуры на полное открытие и закрытие;
- создание необходимого запаса ГСМ;
- восстановление нагорных водоотводных канав, противопожарных сооружений, водопропускных устройств, очистка их от снега;
- ремонт ледорезов в местах возможных заторов льда, обрубка льда в урезах рек над подводными переходами;
- подготовка плавучих средств и средств отбора нефтепродукта с водной поверхности;
- ремонт мостов через реки и ручьи и подготовка дорог для проезда аварийно-ремонтной техники;
- назначение дежурных постов на особо ответственных местах;
- создание временных опорных пунктов в отдельных труднодоступных местах трассы МНПП с оснащением необходимой техникой, материалами, инструментами и средствами связи.

2.6.27. Мероприятия по подготовке к паводку должны быть согласованы с паводковыми комиссиями при администрациях населенных пунктов, вблизи которых проходит трасса МНПП.

2.6.28. Повреждения на МНПП могут быть обнаружены:

- по падению давления на выходе перекачивающей станции;
- по падению давления на приеме последующей перекачивающей станции (конечного пункта);
- по повышению нагрузки двигателей магистральных насосов;
- по разнице баланса перекачки между насосными станциями;
- акустическими и гидродинамическими методами;
- пропуском внутри трубы специальных устройств и приборов;
- путем использования трассирующих веществ (радиоактивных изотопов и др.);
- визуально-периодическим осмотром трассы.

2.6.29. При обнаружении утечки необходимо:

- сообщить оператору или диспетчеру место и характер утечки и действовать по их указанию;

принять меры по предупреждению несчастных случаев и загораний;
выставить предупредительные знаки, запрещающие въезд и вход в зону (при необходимости);
организовать, если это необходимо, объезд на участке дороги, близком к месту выхода нефтепродукта;
предупредить местные органы власти об опасности разведения огня и соблюдении правил безопасности (при необходимости);
организовать посты наблюдения и предупреждения;
оповестить при необходимости владельцев коммуникаций технического коридора.

2.6.30. Повреждения МНПП устраняются силами ремонтно-восстановительной бригады, до прибытия которой линейный обходчик или другой работник отделения, ПС должен неотлучно находиться у места повреждения.

2.6.31. В случае возникновения аварии на МНПП аварийно-восстановительная служба должна действовать согласно плану ликвидации возможных аварий, разработанному в установленном действующей НТД /80/ порядке для закрепленного за АВП участка трассы.

2.6.31.1. Планы ликвидации возможных аварий разрабатываются комиссией в составе начальника отдела эксплуатации, старшего диспетчера, главного механика, главного энергетика, инженера по охране труда, представителя ОАО "Телекомнефтепродукт", начальника пожарной части, подписываются членами комиссии и утверждаются главным инженером ПО ОАО. ПЛА переутверждается по мере необходимости, но не реже чем раз в 5 лет. Изменения, не требующие пересогласования, вносятся в ПЛА немедленно, о чем делают пометку на титульном листе. Организация работ по внесению изменений, переутверждению ПЛА возлагается на службы эксплуатации ОАО. ПЛА находится у главного инженера ПО, диспетчера ПО, начальника аварийно-восстановительной службы. У сменного оператора ЛПДС, начальника караула военизированной охраны (ВОХР) и подразделений ОАО "Телекомнефтепродукт" должны находиться выписки из разделов плана, касающихся этих служб.

2.6.31.2. Все текущие изменения, вносимые в ПЛА, должны доводиться под роспись до работников АВП и руководства ЛПДС, а также отражаться в должностных инструкциях работников АВП.

2.6.32. Стратегия организации работ по ликвидации аварии на линейной части МНПП и ее возможных последствий должна предусматривать выполнение следующих основных работ:

- поиск места аварии и определение ее характера;
- сбор, выезд и доставку персонала и технических средств к месту аварии;
- выполнение работ по локализации и сбору разлившегося нефтепродукта и АВР;
- ликвидацию последствий аварий и оформление документации установленной формы.

2.6.32.1. Порядок организации, технологическая последовательность и примерный график выполнения перечисленных работ, действия должностных лиц и непосредственных исполнителей, порядок и сроки составления требуемой документации, перечень необходимых технических средств и другие аспекты ликвидации аварии на МНПП и ее возможных последствий определяются инструкцией /80/ и ПЛА.

2.6.32.2. Для проверки и закрепления знания ПЛА в каждом ОАО должны проводиться учения и учебно-тренировочные занятия.

Программы учений должны быть направлены на выполнение плана ликвидации возможных аварий, а также на отработку совместных действий с органами местной власти, с комиссией

по чрезвычайным ситуациям и со всеми привлекаемыми организациями. Количество занятий (учений) и их содержание определяются руководством ОАО и ПО ОАО в зависимости от квалификации ремонтного персонала, сложности обслуживаемого участка трассы, природно-климатических условий и т.п.

2.6.32.3. Учения и учебно-тренировочные занятия должны проводиться с периодичностью: в АВП - не реже 1 раза в месяц;

в ОАВП - не реже 1 раза в квартал.

Разрешается не проводить очередные учения и учебно-тренировочные занятия в тех из перечисленных выше подразделений АВС, которые были использованы на ликвидации аварий или производстве врезок на обслуживаемых участках трубопроводов.

2.6.32.4. Учения по обмену передовым опытом организации, новейшими техническими средствами и методами производства аварийно-восстановительных работ в масштабах АК организуются и проводятся по специальной программе с частотой один раз в 3 - 5 лет.

2.6.32.5. Персонал аварийно-восстановительной службы должен хорошо знать район участков трассы трубопроводов, в том числе расположение соседних коммуникаций, населенных пунктов, объектов народного хозяйства, сельскохозяйственных угодий и т.д.

2.6.32.6. Повреждения коммуникаций, произошедшие вследствие неисправности соседних коммуникаций или при производстве работ на них, расследуются комиссионно с привлечением всех заинтересованных сторон и устраняются за счет виновной организации и с привлечением ее сил.

2.6.32.7. Ликвидация последствий аварии (повреждения) в техническом коридоре производится по плану, согласованному со всеми соответствующими организациями - владельцами коммуникаций.

2.6.32.8. Последствия стихийных бедствий (оползней, размывов трассы и т.п.) устраняются владельцами коммуникаций технического коридора совместными силами.

2.6.32.9. Ликвидация аварий на магистральных трубопроводах может производиться без согласования с землепользователем, но с обязательным последующим его уведомлением.

2.6.33. На ЛПДС, ПС или НП должно быть организовано хранение аварийного запаса труб, уложенных на стеллажи с ограничителями, препятствующими их раскатыванию.

2.6.34. Трубы аварийного запаса должны быть очищены от ржавчины и окалины, загрунтованы снаружи и изнутри и иметь на концах заглушки. На каждой трубе должны быть нанесены белой краской длина и диаметр, толщина стенки и марка стали. В отделении должны храниться копии сертификатов на трубы аварийного запаса.

2.6.36. В процессе эксплуатации МНПП аварийный запас труб должен систематически осматриваться. При осмотре должны производиться: ремонт стеллажей, очистка и смазка торцов труб, защита от коррозии. По истечении амортизационного срока службы трубы аварийного запаса должны быть заменены на новые.

2.6.37. Для участков МНПП, проложенных через болота, горы и другие опасные участки, объем аварийного запаса труб должен составлять 0,3% от их протяженности, для остальных участков - 0,1% от их протяженности.

2.6.38. Марка и толщина стенок труб аварийного запаса должны строго соответствовать аналогичным параметрам труб, заложенным при строительстве (проектировании).

Запрещается применение труб для аварийного запаса и ремонта, не имеющих сертификатов или документов, подтверждающих соответствие их требованиям ГОСТ, ТУ, а также при отсутствии товарного знака на поверхности трубы.

2.7. Капитальный ремонт линейной части магистральных нефтепродуктопроводов

2.7.1. Критерии определения необходимости капитального ремонта линейной части МНПП

2.7.1.1. Решение о необходимости капитального ремонта линейной части МНПП принимается на основе комплексного обследования и оценки технического состояния ее участков.

2.7.1.2. Для оценки технического состояния участков МНПП предварительно производят следующие работы:

- анализ отказов участка и имеющихся данных по диагностике МНПП;
- выявление наиболее опасных участков МНПП в отношении внешней и внутренней коррозии, а также напряженного состояния МНПП;
- обследование наиболее опасных участков МНПП, запорной арматуры, установок ЭХЗ, защитных противопожарных средств, линий технологической связи;
- анализ полученной информации.

2.7.1.3. Критериями опасности участков МНПП в отношении внешней коррозии, определяющими необходимость проведения капитального ремонта линейной части МНПП, являются:

- величина разности потенциалов "труба - земля", не удовлетворяющая требованиям ГОСТ 9.602-89;
- наличие дефектов изоляционного покрытия, обнаруженных в результате обследования;
- опасное (по ГОСТ 9.602-89) смещение разности потенциалов между трубопроводом и электродом сравнения (для МНПП, проложенных в зоне действия блуждающих токов);
- величина замеренного коррозионного износа по данным толщинометрии или определенной с помощью средств внутритрубной диагностики;
- отказы по причине наружной коррозии.

2.7.1.4. Наиболее опасными в отношении внутренней коррозии являются:

- места, где величина замеренного коррозионного износа по данным толщинометрии или определенного с помощью внутритрубной диагностической аппаратуры превышает средние по МНПП значения;
- места, где происходили аварии по причине внутренней коррозии;
- места возможных донных скоплений перед участками с пониженной скоростью течения и др., где возможно развитие сульфат-восстановительных бактерий;
- пониженные места по рельефу МНПП со скоростью течения нефтепродукта, не обеспечивающей вынос скоплений и воды.

2.7.1.5. Опасность разрушения МНПП из-за перенапряжения металла трубы может возникнуть в результате:

- действия неучтенных нагрузок (разрыв подводных участков МНПП, колебания размытых участков под воздействием потока, воздействие оползающих грунтов при укладке МНПП);
- нарушения проектных решений или ошибки в проекте (например, дополнительное к проектному искривление МНПП в вертикальной и горизонтальной плоскости вплоть до образования гофр и др.).

2.7.1.6. На основе выявленных опасных участков МНПП производится их обследование путем шурфования, осмотра трубопровода, контроля изоляционного покрытия, толщины стенки трубы и качества сварных швов принятыми способами контроля.

2.7.1.7. Порядок проведения обследования и оценки коррозионного состояния МНПП, организационно-техническая подготовка, способы капитального ремонта, виды, технологическая последовательность и контроль качества работ определяются "Правилами капитального ремонта магистральных нефтепродуктопроводов диаметром 100 - 720 мм" /35/ и "Правилами капитального ремонта подземных трубопроводов" /36/.

2.7.1.8. По результатам обследований проводится анализ полученной информации о состоянии стенки трубы и изоляционного покрытия, который включает:

- классификацию и оценку обнаруженных дефектов по степени опасности;
- определение остаточного ресурса участка МНПП;
- уточнение на трассе МНПП мест обнаруженных дефектов;
- планирование мероприятий по предотвращению возможного разрушения МНПП;
- выбор вида и способа ремонта, установление сроков его проведения в зависимости от характера дефекта МНПП с учетом загруженности на рассматриваемый момент и перспективу.

2.7.1.9. Классификация дефектов производится следующим образом:

- определяется вид дефекта по конструктивному признаку (трещины, гофры, свищи, коррозионные язвы и т.д.);
- определяются геометрические размеры дефектов (длины, глубины, радиуса кривизны и т.д.);
- определяется степень опасности обнаруженных дефектов с учетом остаточного ресурса МНПП.

2.7.1.10. Критериями оценки дефектов обследованного участка МНПП являются допуски, установленные действующими НТД (СНиП III-42-80* "Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ"; ВСН 006-89 "Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка").

На основании анализа и обработки результатов обследований назначается капитальный ремонт либо с заменой труб, либо с заменой изоляционного покрытия с восстановлением или без восстановления стенки труб.

Восстановление стенки трубы производится одним из следующих методов:

- зачистка поверхности, шлифовка;
- заварка (наплавка) повреждений;
- приварка накладных усилительных элементов (заплат, муфт).

2.7.1.11. Замену изоляции трубопровода следует проводить механизированным или ручным способом при давлении в нем не более 2,5 МПа при наличии проекта производства работ, мероприятий по безопасности труда и плана ликвидации аварий на данном участке.

Зачистка поверхности трубы шлифованием применяется при наличии коррозионных повреждений, не превышающих глубиной 10% от толщины стенки.

При наличии глубоких повреждений допускается непосредственная их заварка, если остаточная толщина трубы в месте повреждений не менее 5 мм, независимо от внутреннего давления /35, 80/.

При наличии сплошной коррозии восстановление работоспособности труб следует производить путем приварки накладных усилительных элементов (заплат, муфт) /35, 80/.

2.7.2. Требования к организационно-технической подготовке и проведению капитального ремонта линейной части МНПП

2.7.2.1. Капитальный ремонт МНПП проводится по плану ОАО, составленному на основании представляемых отделениями титульных списков на проведение капитальных ремонтов нефтепродуктопроводов.

2.7.2.2. Капитальный ремонт объектов линейной части МНПП выполняется специализированными ремонтными подразделениями (РСУ, ОАВП, сторонними организациями, имеющими лицензию на данный вид деятельности).

2.7.2.3. Перед капитальным ремонтом линейной части МНПП, проложенного вблизи населенного пункта или других промышленных объектов, местная власть и население должны быть оповещены о необходимых мерах безопасности. Защитные сооружения должны быть проверены и при необходимости отремонтированы.

2.7.2.4. Во избежание повреждения МНПП перед началом ремонтных работ необходимо трассоискателем или шурфованием определить положение нефтепродуктопровода в грунте через каждые 50 м, а на неровном рельефе через каждые 25 м, установить указатели высотой не менее 0,5 м с обозначением глубины заложения. Указатель необходимо установить также в местах пересечения МНПП с другими коммуникациями.

Местоположение вантузов коммуникаций, проходящих в одном техническом коридоре, должно быть обозначено вешками.

2.7.2.5. Капитальному ремонту должна предшествовать разработка мероприятий организационно-технической подготовки, которая осуществляется на основании результатов обследования технического состояния, плана ремонта, необходимых объемов финансирования, потребности в затратах труда, механизмах, материалах и оборудовании.

2.7.2.6. Организационно-технические мероприятия, выполняемые заказчиком (ОАО, отделением), должны включать:

- обследование технического состояния нефтепродуктопровода;
- разработку и утверждение задания на проектирование капитального ремонта;
- изыскания с целью уточнения положения трубопроводов в плане, вантузов, сооружений и сетей, пересекающих трассу трубопровода или проходящих рядом с ним, с использованием приборов;
- подготовку уточненного профиля трассы на основании материалов изысканий;
- оформление документов по отводу земель с согласованием условий рекультивации;
- разработку и утверждение рабочего проекта на капитальный ремонт в установленном порядке и в сроки, установленные договором с проектной организацией, и согласование его с органами Госгортехнадзора России. Несложные участки небольшой протяженности (до 200 м) могут капитально ремонтироваться по разработанному специалистами ОАО и утвержденному главным инженером проекту производства работ.

2.7.2.7. Подготовительные работы, выполняемые подрядчиком, должны включать:

- обследование дорог, мостов для выяснения возможности перебазировки машин и механизмов;
- размещение и обустройство полевых городков, решение вопросов питания, быта рабочих;
- подготовку трассы трубопроводов;
- оборудование пунктов погрузки и выгрузки;
- перебазировку ремонтных колонн к месту работы;

- организацию пунктов хранения ГСМ;
 - строительство временных складов;
 - устройство подъездных путей;
 - оборудование пунктов технического обслуживания машин и механизмов, баз по приготовлению битумной мастики;
 - разработку и согласование с ОАО или его отделением мероприятий по обеспечению сохранности параллельных коммуникаций при производстве капитального ремонта;
 - организацию связи участка ремонта с ближайшей ЛПДС, ПС или диспетчером отделения.
- 2.7.2.8. Производство основных ремонтных работ разрешается начинать после завершения организационно-подготовительных работ и получения письменного разрешения от руководства ОАО (отделения) на производство работ.
- 2.7.2.9. Сдача трассы в натуре производится заказчиком (ОАО, отделением) подрядчику (РСУ) с оформлением акта передачи перед началом работ.
- 2.7.2.10. Перед началом работ отделение ОАО должно произвести проверку готовности колонны, оформленную актом, и поставить в известность местные органы власти, а также органы надзора о сроках проведения работ по капитальному ремонту действующего нефтепродуктопровода.
- 2.7.2.11. Проектно-сметная документация капитального ремонта разрабатывается ОАО или по заявке заказчика специализированной организацией, имеющей на это лицензию. Проект производства работ разрабатывается подрядчиком и согласовывается с заказчиком, выбираются метод ремонта и используемая техника.
- 2.7.2.12. С целью безопасности производства работ участки, примыкающие к задвижкам, тройникам и отводам, следует ремонтировать отдельно от основного потока работ.
- 2.7.2.13. Земляные работы, проводимые в пределах охранных зон воздушных и кабельных линий электропередачи, автомобильных дорог, железнодорожных путей и газопроводов, должны выполняться только при наличии письменного разрешения предприятия, эксплуатирующего эти коммуникации, в присутствии его представителя. К разрешению должен быть приложен план (схема) с указанием расположения и глубины залегания коммуникаций, составленный на основании шурфовки.
- 2.7.2.14. Вантузы, задвижки и другие узлы должны быть предварительно открыты и обозначены.
- 2.7.2.15. При проведении работ по капитальному ремонту МНПП необходимо обеспечивать постоянную двухстороннюю связь руководителя работ с диспетчером отделения или оператором ближайшей ПС.
- В зимнее время разработку грунта (за исключением сухого песчаного) на глубине промерзания разрешается производить без крепления, при дальнейшем углублении необходимо устанавливать крепления.
- За состоянием траншеи должно быть установлено постоянное наблюдение.
- 2.7.2.16. В местах проведения ремонтных работ траншея должна быть расширена и углублена под нефтепродуктопроводом до размеров, необходимых для проведения очистных, сварочных и изоляционных работ и контроля их качества, из нее должно быть устроено не менее двух выходов с противоположных сторон.
- 2.7.2.17. Для осуществления технического надзора за качеством ремонта, соблюдением технологического режима работы приказом по отделению ОАО назначается лицо из числа

работников служб, несущих ответственность за безаварийную эксплуатацию МНПП в период капитального ремонта. Этому работнику предоставляется право прекращения ремонтных работ в случаях:

- возникновения аварийного состояния на объектах, расположенных вблизи производства работ;
- угрозы разрушения действующих коммуникаций или других объектов;
- недопустимых нарушений плана работ, технологии их производства или требований техники безопасности;
- повышения содержания горючих веществ в воздухе рабочей зоны выше допустимого значения.

В случае прекращения работ по одной из перечисленных выше причин руководитель работ должен немедленно сообщить об этом диспетчеру ОАО и в отделение ОАО. Люди должны быть выведены из опасной зоны. Работы могут быть продолжены после ликвидации загазованности или устранения других нарушений.

2.7.2.18. После завершения работ по капитальному ремонту службе эксплуатации необходимо внести соответствующие коррективы в паспорт трубопровода.

2.8. Периодические испытания на прочность магистральных нефтепродуктопроводов

2.8.1. Решение о проведении испытаний на прочность может быть принято на основе анализа аварийности, результатов диагностики, плановых мероприятий по повышению надежности, охране окружающей среды, изменений режимов и схем перекачки.

На основе установленных нормативных (амортизационных) сроков службы, результатов обследований технического состояния МНПП и экспертных оценок уровня надежности и экономических показателей работы нефтепродуктопровода может быть составлен план периодических испытаний нефтепродуктопроводов ОАО.

2.8.2. На каждый испытываемый нефтепродуктопровод разрабатывается и утверждается ОАО, эксплуатирующим МНПП, проект производства испытаний с учетом конкретной раскладки труб и технического состояния нефтепродуктопровода.

2.8.3. Для организации и проведения испытаний действующего нефтепродуктопровода приказом по отделению ОАО, ОАО создается рабочая комиссия под председательством главного инженера отделения ОАО.

Весь персонал, участвующий в испытаниях, независимо от ведомственной принадлежности, в период испытаний должен находиться в оперативном подчинении председателя комиссии.

Оперативные указания, связанные с технологическими операциями на МНПП в период испытаний (пуск и остановка магистральных насосов, закачка ими жидкости в нефтепродуктопровод, перемещение жидкостной пробки, сброс жидкости, открытие и закрытие задвижек и т.д.), отдаются через диспетчера ОАО (отделения). Вывод на испытательное давление должен оформляться актом.

2.8.5. Выявленные при испытаниях дефекты и повреждения нефтепродуктопровода устраняются, и испытания продолжаются по установленному регламенту. Характер каждого выявленного при испытаниях дефекта или повреждения МНПП, а также работы по их устранению должны быть отражены в специальном акте.

2.8.6. Все работники, привлекаемые к проведению испытаний МНПП, проходят внеочередной инструктаж по охране труда и технике безопасности, знакомятся с целями, задачами,

особенностями предстоящих испытаний, а также с порядком и особенностями действий при возникновении аварийных ситуаций, с приказом по испытанию МНПП.

Председатель комиссии на период испытаний каждого отдельного участка МНПП своим распоряжением назначает ответственного за обеспечение безопасности обслуживающего персонала и сохранности машин, оборудования и сооружений вдоль трассы нефтепродуктопровода.

2.8.7. Для обеспечения безопасности населения независимо от протяженности испытываемого участка по согласованию с местными органами власти устанавливается охранная зона (зона безопасности) по 100 м в обе стороны от оси МНПП.

Оповещение населения об испытаниях осуществляется выдачей письменного предупреждения местным органам власти и землепользователям и, при необходимости, местными органами власти через местное радио и прессу.

В процессе испытаний участка МНПП персонал, механизмы и оборудование должны находиться за пределами охранной зоны.

2.8.8. Замер параметров испытаний должен производиться дистанционными приборами, вынесенными за пределы охранной зоны.

2.8.9. В темное время суток рабочие площадки, посты наблюдений, приборы должны быть освещены.

2.8.10. Осмотр МНПП разрешается только после снижения давления до рабочего.

2.8.11. Все работы должны производиться с соблюдением требований нормативных документов по охране труда, безопасности и пожарной безопасности.

2.8.12. В течение всего периода повышения давления и затем в течение двух часов с момента достижения рабочего давления весь персонал и механизмы, занятые ремонтными работами, должны находиться за пределами установленной в ППР охранной зоны.

2.9. Требования к организации и проведению огневых ремонтных работ

2.9.1. К огневым работам относятся производственные операции, связанные с применением открытого огня, искрообразованием и нагреванием до температур, способных вызвать воспламенение горючей смеси нефтепродуктов и воздуха, материалов, конструкций, с применением передвижных установок, оборудованных двигателями внутреннего сгорания.

2.9.2. При подготовке и выполнении огневых работ необходимо руководствоваться требованиями СНиП III-42-80* "Магистральные трубопроводы", ВСН 006-89 "Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка", Правил пожарной безопасности для предприятий АК "Транснефтепродукт" /121/, Единых правил безопасности при взрывных работах /127/, Типовой инструкции по охране труда и пожарной безопасности для предприятий АК "Транснефтепродукт" /132/ и настоящих Правил.

2.9.3. К проведению огневых ремонтных работ допускаются лица, прошедшие специальную подготовку и стажировку, имеющие квалификационное удостоверение по технике безопасности и программе пожарно-технического минимума.

2.9.4. Места проведения огневых работ могут быть постоянными и временными.

Постоянные места проведения огневых работ должны быть оборудованы в соответствии с проектом. На участке, отведенном для проведения огневых работ, должны быть: перечень видов разрешенных огневых работ, инструкция о мерах пожарной безопасности, первичные средства пожаротушения (не менее двух пенных огнетушителей, один порошковый, асбестовое полотно или кошма, песок).

Огневые работы на оборудовании и трубопроводах допускаются лишь в тех случаях, когда их нельзя проводить в специально отведенных местах. При этом в каждом случае должен быть оформлен наряд-допуск на выполнение работ повышенной опасности в установленном порядке и по специальной форме (Приложение А), подписанный главным инженером или руководителем объекта (ПС, НП и т.д.), представителями пожарной охраны, охраны труда и соответствующих служб (участков) и лицами, ответственными за подготовку объекта и проведение огневых работ.

2.9.5. Наряд-допуск является разрешением на проведение огневых работ в течение всего срока, необходимого для выполнения указанного в нем объема работ. При невозможности закончить работу в установленный срок наряд-допуск подлежит продлению лицом, его выдавшим. Наряды-допуски регистрируются в специальном журнале (Приложение Б) технического руководителя и хранятся у него после окончания работы не менее одного месяца.

Ответственный за проведение огневых работ, получая наряд-допуск и возвращая его по окончании работы, обязан расписываться в журнале.

2.9.6. Производитель работ обязан проверить выполнение мер пожарной безопасности в пределах рабочей зоны. Приступать к огневым работам разрешается только после выполнения всех мероприятий, предусмотренных в наряде-допуске.

В случае применения при огневых работах передвижных насосных агрегатов или установок последние должны быть оборудованы исправными искрогасителями и устанавливаться на безопасном расстоянии от места возможной утечки нефтепродукта или появления паров нефтепродукта.

2.9.7. До начала огневых работ рабочая зона должна быть зачищена от остатков нефтепродукта и выполнен анализ воздуха для определения возможности ведения в ней огневых работ. Огневые работы разрешаются при условии, что к месту их проведения не будут поступать горючие пары и газы. Концентрация горючих паров и газов на участке, где производятся огневые работы, не должна превышать предельно допустимую взрывобезопасную концентрацию, предусмотренную действующей НТД.

2.9.8. Если огневые работы продолжаются несколько дней и существует вероятность возникновения внезапной утечки паров нефтепродукта, необходимо осуществлять контроль состояния воздушной среды в ремонтном котловане и ремонтируемом нефтепродуктопроводе (не реже чем через каждый час работы и после перерывов).

2.9.9. При обнаружении опасных концентраций паров смеси должно быть выполнено следующее:

- приостановлены все работы, кроме требуемых по соображениям безопасности;
- работающие выведены из опасной зоны;
- сообщено непосредственному руководителю работ;
- установлены знаки безопасности, ограничивающие загазованную зону с учетом направления ветра, и выставлены посты в зоне поврежденного участка;
- приняты меры по устранению загазованности.

Работы могут быть возобновлены после выявления и устранения причин утечки и загазованности. При этом содержание паров нефтепродукта или газа в местах проведения работ не должно превышать предельно допустимой концентрации по санитарным нормам (Приложение Г).

2.9.10. Огневые работы на действующем МНПП (заварка коррозионных язв, приварка муфт, заплат, отводов, патрубков, бобышек и катодных выводов) разрешается производить после контроля неразрушающими методами состояния металла ремонтируемых труб в месте сварки. При наличии недопустимых дефектов (трещин, царапин, задиров) ведение огневых работ не допускается. Остаточная толщина стенки трубы в зоне сварного шва должна быть не менее 5 мм.

2.9.11. Огневые работы на нефтепродуктопроводах, находящихся под давлением, должны проводиться в соответствии с согласованной с надзорными органами (Госгортехнадзором России и т.д.) технологией и с соблюдением предусмотренных действующими НТД рекомендаций.

3. Перекачивающие станции

3.1. Общая часть

3.1.1. Перекачивающая станция (ПС) представляет собой комплекс сооружений и устройств для приема, накопления и подачи нефтепродуктов в магистральный нефтепродуктопровод под избыточным давлением.

По способу исполнения (строительства) ПС могут быть с расположением насосных агрегатов (НА) в общем укрытии или на открытых площадках.

По способу монтажа оборудования ПС могут быть выполнены из укрупненных блоков, суперблоков или из отдельных элементов.

3.1.2. В состав ПС входят: насосная с насосно-силовыми агрегатами, системами смазки, охлаждения и вентиляции; резервуарный парк; технологические трубопроводы; системы энерго-, водо- и теплоснабжения, автоматики и телемеханики, связи и радиофикации; производственно-бытовые здания и сооружения общего назначения, лаборатории и другие необходимые для обеспечения безопасной эксплуатации ПС.

3.1.3. На каждую ПС должен быть оформлен технический паспорт (формуляр) для всех объектов, указанных в п. 3.1.2, с их краткой технической характеристикой, с формами для записи сведений о выполненных работах.

3.1.4. К началу эксплуатации ПС должны быть выполнены и приняты в установленном порядке все предусмотренные проектом работы, в том числе работы по благоустройству и ограждению территории.

3.1.5. Перекачивающие станции размещают на огражденной площадке, удаленной от населенных пунктов и промышленных предприятий в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06-85* "Магистральные трубопроводы" и охраняемой в установленном порядке.

В помещениях ПС, где присутствуют или могут появиться взрывоопасные смеси паров нефтепродуктов и воздуха (помещения классов В1 или В1а), предусматривается автоматический контроль загазованности, загорания.

3.1.6. Для обеспечения нормальной эксплуатации зданий, сооружений и территорий ПС на них должны содержаться в нормальном состоянии:

- система отвода поверхностных и грунтовых вод (система промышленно-ливневой канализации, канавы, кюветы, водосточные трубы, отмостки и т.п.);
- автомобильные дороги, подъезды к пожарным гидрантам и водоемам, мосты, переходы и др.;

- системы водоснабжения, пожаротушения, электроснабжения, промышленной и хозяйственно-фекальной канализации, дренажа;
- освещение, обвалование резервуарных парков, очистных сооружений;
- ограждение территорий.

3.1.7. Сооружения и колодцы подземных технологических, водопроводных, канализационных, кабельных и других коммуникаций должны иметь указатели на поверхности земли.

3.1.8. До начала паводка вся ливнеотводная сеть должна быть осмотрена и подготовлена к пропуску вод. Проходы для кабелей, труб и другие каналы, расположенные ниже уровня высоких грунтовых вод, должны быть закрыты и уплотнены, а откачивающие механизмы проверены и подготовлены к работе.

3.1.9. На территории перекачивающей станции должны быть установлены знаки безопасности в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.026-76 "Цвета сигнальные и знаки безопасности".

3.1.10. Недопустимо засорение территории и скопление на ней разлитых нефтепродуктов и воды. В зимнее время необходимо своевременно удалять снег с проездов, территорий, тротуаров, дорог, а также с тех участков территории, где проводятся или могут проводиться оперативные переключения или куда необходимо обеспечить подъезд противопожарной техники.

3.1.11. Освещенность территории перекачивающей станции и производственных помещений в любом месте должна соответствовать установленным нормам и гарантировать безопасность обслуживания.

3.1.12. При расширении перекачивающей станции или строительстве новых объектов внутри станции строительные площадки должны быть отделены от эксплуатируемых объектов ограждением.

Временные сооружения необходимо размещать вне территории эксплуатируемой части по согласованию с отделением ОАО.

3.1.13. Применение открытого огня на территории ПС запрещено. Сварочные и другие огневые работы следует проводить по согласованию с пожарной охраной на специально оборудованной и обозначенной знаками площадке, определенной приказом по отделению ОАО. Сварочные работы на территории ПС вне отведенных площадок (в помещениях, сооружениях и технологических установках) выполняют только по письменному разрешению руководства ПС в соответствии с требованиями нормативно-технических документов, перечисленных в п. 2.9 настоящих Правил.

3.1.14. В помещениях класса В1, В1а и наружных установках класса В1г следует применять инструменты, не дающие при работе искр (омедненные, из бериллиевой бронзы). Как исключение, в таких помещениях допускается использование стальных инструментов, рабочие поверхности которых густо смазаны солидолом или другой консистентной смазкой.

3.1.15. На дверях (воротах) всех помещений, зданий и сооружений должны быть надписи, указывающие категорию и класс взрыво- и пожароопасности в соответствии с требованиями СНиП 2.09.03-85 "Сооружения промышленных предприятий", Правил устройства электроустановок, а также надписи с указанием лиц, ответственных за технику безопасности и пожарную безопасность.

3.1.16. Курить на территории ПС разрешается только в местах, специально отведенных для курения по согласованию с пожарной охраной объекта. В указанных местах должны быть таблички с надписями "Место для курения", емкости с водой и урны для окурков в

соответствии с действующими Правилами пожарной безопасности для предприятий АК "Транснефтепродукт" /121/.

3.1.17. Территория перекачивающих станций должна иметь планировку, исключающую попадание нефтепродуктов (в случае их разлива) от насосной и технологических трубопроводов на объекты, опасные в пожарном отношении (котельные, электроподстанции и др.); расстояния между отдельными зданиями и сооружениями должны соответствовать требованиям проекта и нормативной документации.

3.1.18. На ПС должен быть технологический регламент эксплуатации или следующая документация, входящая в состав регламента:

- утвержденные в установленном порядке карты технологических режимов и карты уставок технологических защит;
- инструкции по эксплуатации насосов и двигателей со вспомогательным оборудованием;
- технологическая схема ПС и схемы систем теплоснабжения, маслоснабжения, охлаждения масла и воздухообеспечения взрывозащищенных двигателей (подпора камер беспромвальных соединений);
- чертежи насосов, двигателей и вспомогательного оборудования;
- комплект принципиальных и монтажных чертежей и схем электрической части ПС;
- схемы рабочего и аварийного освещения ПС;
- схемы питания средств автоматизации, телемеханики и вычислительного комплекса;
- схемы сигнализации, блокировки, защиты и связи;
- кабельный журнал и журнал маркировки;
- инструкция по технике безопасности и пожарной безопасности;
- инструкции, определяющие права и обязанности каждого работника ПС;
- принципиальные электрические схемы и монтажные чертежи А, ТМ, схемы сигнализации (охранной, пожарной) и связи;
- сводный план инженерных сетей;
- генеральный план или исполнительная топографическая съемка площадки.

3.1.19. Ответственность за техническую эксплуатацию территории отдельных цехов несут технический руководитель ПС, НП и руководители этих цехов.

3.2. Производственные здания и сооружения

3.2.1. За техническим состоянием строительных конструкций производственных зданий и сооружений должен быть установлен постоянный контроль, который ведется ответственными лицами, назначенными приказом по отделению ОАО, ПС (ЛПДС). Особое внимание должно уделяться несущим конструкциям, подверженным динамическим нагрузкам, перекрытиям и фундаментам. При обнаружении повреждений и неисправностей в зданиях и сооружениях принимаются незамедлительные меры к предотвращению распространения повреждения и их устранению. В зимний период необходимо удалять снег с крыш и отмосток производственных зданий.

Здания и сооружения подлежат техническому осмотру специально назначенной приказом по отделению ОАО, ПС (ЛПДС) комиссией не реже двух раз в год (весной и осенью), а также после стихийных бедствий и повреждений.

3.2.2. Реконструкция, техническое перевооружение и капитальный ремонт зданий проводятся по проекту.

Контроль за техническим состоянием зданий и сооружений, своевременным их ремонтом осуществляют службы капитального ремонта и капитального строительства отделений ОАО, ОАО.

3.2.3. Для наблюдения за осадками зданий и сооружений на территории ПС должен быть установлен постоянный репер в виде бетонной сваи (столба), заложённый ниже глубины промерзания грунта и защищённый от вспучивания. В конструкциях наиболее ответственных сооружений, а также в фундаментах должны быть заложены постоянные стенные реперы (марки) в местах и на высоте, удобных для наблюдения.

3.2.4. За осадкой (выпучиванием) фундаментов, зданий, резервуаров и других ответственных сооружений (насосные, водонапорные башни, дымовые трубы, котельные), в том числе и насосных агрегатов, должен быть установлен постоянный контроль с регистрацией результатов осмотра в паспорте здания или сооружения: в первый год их эксплуатации путем ежемесячного замера осадки, в последующие годы - через каждые 6 месяцев до ее прекращения, но не реже чем один раз в пять лет.

3.2.5. Особое внимание необходимо уделять состоянию фундаментов основного оборудования (насосных агрегатов), а также фундаментов под трубами и другими технологическими сооружениями, следить за появлением трещин, разрушений от вибрации, температурных воздействий и других причин. Обнаруженные в стенах и фундаментах трещины должны быть отмечены масляной краской с указанием номера каждой трещины.

3.2.6. Во избежание порчи фундаментов нельзя допускать попадания масла или жидкого топлива под фундаменты рам двигателей насосов и других видов оборудования.

Не разрешается использовать фундаменты двигателей и насосов в качестве опоры грузоподъемных устройств.

3.2.7. Фундаменты разделительных стен между взрывоопасными и невзрывоопасными помещениями должны быть заглублены с устройством глиняного замка, чтобы исключить попадание нефтепродукта из одного помещения в другое; кабельные и технологические каналы во взрывоопасных помещениях должны быть заполнены песком или оборудованы системами вентиляции.

3.2.8. Для поддержания нормального эксплуатационного состояния зданий и сооружений необходимо:

- организовать и проводить подготовку зданий и сооружений к зимнему периоду;
- обеспечивать исправное содержание и своевременный ремонт кровли, фрамуг, оконных переплетов, кабельных и вентиляционных каналов, отмосток;
- поддерживать в исправном состоянии рабочее и аварийное освещение в производственных помещениях, освещенность всех объектов должна соответствовать установленным нормам и гарантировать безопасность обслуживания;
- аварийное освещение должно включаться автоматически при отключении питания основной системы освещения объекта;
- поддерживать в исправности и постоянной готовности средства пожаротушения, средства автоматической сигнализации предельной загазованности и автоматического включения вентиляции;
- не загромождать проходы и выходы из зданий.

3.2.9. Металлические конструкции зданий, сооружений должны быть защищены от коррозии и периодически окрашиваться. Деревянные конструкции необходимо покрывать или

пропитывать антисептиками (пораженные грибом деревянные конструкции должны заменяться новыми).

Деревянные конструкции должны иметь огнезащиту согласно классу пожароопасности помещения.

Окраска помещений и технологического оборудования должна соответствовать проекту и требованиям промышленной эстетики и санитарии.

Гардеробные, душевые и другие бытовые помещения должны периодически, не реже одного раза в месяц, дезинфицироваться.

3.2.12. На каждой ПС должен осуществляться учет результатов осмотра и ремонтов сооружений и зданий с записью в паспорте:

- даты осмотров и их результатов с описанием всех замеченных повреждений;
- выполненных ремонтных работ с указанием даты начала и конца ремонта, его характера и объема;
- данных о дефектах конструкций и ликвидации этих дефектов;
- результаты замеров осадки фундамента;
- данные о трещинах (дата обнаружения и местонахождения).

Запись производится лицом, назначенным приказом по ПС (ЛПДС, НП) или отделению ОАО, ответственным за эксплуатацию зданий и сооружений.

3.2.13. Контуры заземлений зданий должны иметь места для подсоединения к ним проводов заземления переносного электроинструмента и приборов, применяемых для контроля за техническим состоянием установленного оборудования, а также переносных заземлений.

3.2.14. Контроль за значениями нагрузки электродвигателей, вибрации, температуры подшипников, охлаждающего воздуха и воды для охлаждения двигателя, а также за порядком пуска, остановки, регулирования и т.д. должен осуществляться в соответствии с проектом и периодически персоналом дежурной смены.

3.2.15. Эксплуатация электрооборудования на ПС, НП и т.д. должна соответствовать требованиям Правил эксплуатации электроустановок потребителей /33/, Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей /124/, настоящих Правил, а также инструкций заводов-изготовителей.

3.2.16. Электродвигатель и насос должны быть немедленно отключены в случае нарушения режима работы в ситуациях, предусмотренных инструкциями заводов-изготовителей.

3.2.17. Профилактические испытания и ремонт электродвигателей, их снятие и установку при ремонте должен проводить специально обученный ремонтный персонал ОАО или подрядной организации в соответствии с Нормами испытания электрооборудования и аппаратов электроустановок потребителей /147/.

3.2.18. Электроустановки ПС, НП и т.д. должны соответствовать требованиям проекта и Правил устройства электроустановок /34/.

3.2.19. Силовое электрооборудование электроустановок должно быть защищено от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов устройствами релейной защиты, автоматическими выключателями или предохранителями в соответствии с требованиями ПУЭ /34/.

3.2.20. Для защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции в электроустановках должны быть предусмотрены защитные меры, которыми могут быть:

заземление, зануление, защитное отключение, разделяющий трансформатор, малое напряжение, двойная изоляция, выравнивание потенциалов.

3.2.21. Производственные здания с подвалами, коридорами и прямыми, а также все помещения для основного и вспомогательного оборудования должны содержаться в чистоте.

3.3. Насосные для перекачки нефтепродуктов

3.3.1. В здании насосной устанавливается основное и вспомогательное оборудование. К основному оборудованию относят насосы и их приводы, в соединении называемые насосными агрегатами, которые осуществляют перекачку нефтепродуктов по магистральному нефтепродуктопроводу, на наливные эстакады, причалы и пирсы, а также внутростанционную перекачку. К вспомогательному относят оборудование, обслуживающее насосные агрегаты, системы смазки и охлаждения, откачки утечек, контроля и защиты. Кроме того, насосную оборудуют системами водоснабжения, теплоснабжения, вентиляции, канализации, пожаротушения и другими в соответствии с проектом.

3.3.2. В помещении насосной должна быть вывешена утвержденная техническим руководителем ЛПДС, ПС, НП технологическая схема насосной и сборочные чертежи основных насосов.

3.3.3. Насосные агрегаты и вспомогательное оборудование, установленные в насосной, должны иметь порядковый стационарный номер в соответствии с технологической схемой. Номера оборудования должны быть нанесены на видном месте белой краской, причем номера на основные агрегаты наносят как на насосы, так и на двигатели; при размещении насосных агрегатов в одном зале - только на двигатель.

Возможно оформление номеров в виде табличек или нанесением на разделительной стенке.

3.3.4. Основное и вспомогательное оборудование насосной, а также элементы систем водоснабжения, вентиляции, канализации, воздухообмена, маслоснабжения, пожаротушения и другие должны иметь отличительную окраску (в соответствии с требованиями действующей НТД и проектом).

3.3.5. Разделительная стена насосного зала и электростанции должна проверяться на герметичность при появлении трещин и в других случаях (подозрении разгерметизации, после ремонта и т.д.), но не реже одного раза в шесть месяцев.

3.3.6. Полы в насосной должны изготавливаться из материалов, непроницаемых и не впитывающих нефтепродукты, легко моющихся и не вызывающих скольжения (метлахская плитка и т.п.). При ударах об полы не должны образовываться искры. Кроме того, полы должны иметь уклон в сторону приемника стоков, соединенного с внешней промканализацией.

3.3.7. В помещении насосной должны быть установлены датчики для измерения концентрации паров углеводородов в воздухе.

При срабатывании защиты от превышения предельно допустимой концентрации паров нефтепродуктов в насосном зале должна быть остановлена перекачка, закрыты задвижки и немедленно приняты меры по устранению аварийной загазованности.

3.3.8. В насосной запрещается загромождать проходы материалами, оборудованием и другими предметами.

3.4. Насосные агрегаты

3.4.1. Установка и обвязка насосных агрегатов (НА) производятся согласно проекту. Наладка и опробование осуществляются в соответствии с требованиями соответствующих инструкций заводов-изготовителей.

3.4.2. Монтаж агрегата выполняется квалифицированным персоналом, изучившим чертежи и инструкции на монтируемое оборудование.

3.4.3. Насосы в сборе с двигателями устанавливаются на фундаментах и выверяются относительно привязочных осей, в плане и по высоте, с точностью, определенной проектом.

3.4.4. До начала обвязки рамы и насосы надежно закрепляются на фундаменте. После присоединения всасывающего и нагнетательного трубопроводов проверяется центровка насосного агрегата. Точность центровки устанавливается заводскими инструкциями на монтируемые насосы, а при отсутствии таких указаний точность должна быть в пределах:

- биение радиальное - не более 0,05 мм;

- биение осевое - не более 0,03 мм.

Проверка центровки осуществляется вручную, путем проворачивания валов насоса и двигателя, соединенных между собой муфтами. Валы должны проворачиваться легко, без заеданий. Соосность валов насосов и двигателей измеряется соответствующими инструментами (индикаторами и т.д.).

3.4.5. Подпорные и магистральные насосы перед монтажом подвергаются индивидуальным гидроиспытаниям в соответствии с данными заводских инструкций.

Гидроиспытания прямо-выкидных патрубков подпорных и магистральных насосов и коллектора насосной после монтажа и ремонта выполняются согласно проектной документации. Условия испытаний должны соответствовать требованиям СНиП III-42-80*. Испытания прямо-выкидных патрубков и коллектора могут проводиться совместно с насосами.

3.4.6. Инженерно-технические работники ЛПДС, ПС, ответственные за эксплуатацию и пуск НА (электромеханик, инженер КИП и А, механик), перед первым пуском или пуском НА после ремонта должны лично проверить готовность к работе всех вспомогательных систем и выполнение мероприятий по технической и пожарной безопасности:

- не позднее чем за 15 минут до пуска основных агрегатов убедиться в функционировании системы приточно-вытяжной вентиляции во всех помещениях ПС <*>;

<*> Для автоматизированных ПС порядок включения основных НА определяется проектом.

- проверить готовность электросхемы, положение масляного выключателя (пускателей), состояние КИП и средств автоматики;

- убедиться в готовности к пуску вспомогательных систем;

- убедиться в готовности к пуску основных НА, запорной арматуры по технологической схеме;

- проверить поступление масла в подшипниковые узлы, гидромуфту насосов и охлаждающей жидкости к маслоохладителям (если они воздушные, то при необходимости убедиться в том, что они подключены);

- проверить наличие необходимого давления воздуха в воздушной камере вала соединения в разделительной стене (или в корпусе электродвигателя).

При обычной эксплуатации эти операции осуществляются персоналом дежурной смены (оператором, машинистом, электриком и т.д.) в соответствии с их должностными инструкциями и инструкциями по эксплуатации и обслуживанию оборудования.

3.4.7. К началу эксплуатации насосной должны быть подготовлены инструкции, в которых должны быть указаны последовательность операций пуска и остановки вспомогательного и основного оборудования, порядок их обслуживания и действий персонала в аварийных ситуациях.

Запрещается пускать агрегат:

- без включения приточно-вытяжной вентиляции;
- без включенной маслосистемы;
- при не заполненном жидкостью насосе;
- при наличии технологических неисправностей;
- в других случаях, предусмотренных инструкциями (должностными, по эксплуатации оборудования, инструкциями завода-изготовителя и т.д.).

3.4.8. Запрещается эксплуатировать агрегат при нарушении герметичности соединений; во время работы агрегата запрещается подтягивать резьбовые соединения, находящиеся под давлением, производить какие-либо действия и работы, не предусмотренные инструкциями, положениями и т.д.

3.4.9. Дежурный персонал ПС должен вести учет работы НА (время включения и отключения), регистрировать в сменном журнале все замеченные неисправности и сведения об их устранении. Формы учетной документации и порядок ее ведения определяются действующей Системой ППР оборудования объектов МНПП /64/.

3.4.10. Пуск и эксплуатация автоматизированных, дистанционно управляемых ПС производится по специальным инструкциям. При этом должен быть регламентирован порядок пуска основных и вспомогательных агрегатов, исключающий возможность аварийной ситуации из-за неправильного дистанционного включения агрегатов и систем.

В этом случае оперативный персонал обеспечивает контроль за управлением ПС по каналам телемеханики и вмешивается (после перевода управления на работу из операторной ПС) в процесс управления только в аварийных и предаварийных ситуациях.

3.4.11. На неавтоматизированных ПС аварийная остановка НА должна быть осуществлена в соответствии с инструкцией дежурным персоналом, в том числе:

- при появлении дыма из уплотнений, сальников в разделительной стене;
- при значительной утечке нефтепродукта на работающем агрегате (разбрызгивании нефтепродуктов);
- при появлении металлического звука или шума в агрегате;
- при сильной вибрации;
- при температуре корпуса подшипников выше пределов, установленных заводом-изготовителем;
- при пожаре или повышенной загазованности;
- во всех случаях, создающих угрозу обслуживающему персоналу и безопасности эксплуатации оборудования.

3.4.12. Перепад давления между воздушной камерой вала и насосным помещением должен быть не менее 200 Па. После остановки НА (в том числе после вывода его в резерв) подача воздуха в воздушную камеру уплотнения не прекращается.

3.4.13. Насосы, гидромуфты и двигатели должны быть оснащены приборами, позволяющими контролировать эксплуатационные параметры или сигнализирующими о превышении их

допустимых предельных значений. Условия установки и использования этих приборов приводятся в соответствующих инструкциях заводов-изготовителей.

3.4.14. Приточно-вытяжные системы вентиляции насосных (магистральной и подпорной) и системы контроля загазованности в этих помещениях должны работать в автоматическом режиме.

Кроме автоматического включения приточно-вытяжной вентиляции и отключения насосов должно быть предусмотрено ручное управление вентиляторами по месту; кнопка аварийной остановки насосной должна располагаться снаружи здания насосной вблизи входной двери.

3.4.15. Корпуса насосов должны быть заземлены независимо от заземления их электродвигателей.

3.4.16. Продувочные и дренажные краны насосов должны быть снабжены трубками для отвода и сброса продукта в коллектор утечек и далее в емкость сбора утечек, расположенную вне здания насосной.

Вывод продуктов продувки и дренажа насосов в атмосферу насосной запрещается.

3.4.17. После неплановой остановки НА необходимо выяснить причину остановки и до ее устранения не производить запуск данного агрегата.

Дежурный персонал должен немедленно сообщить диспетчеру отделения ОАО и на соседние ПС об остановке агрегата.

3.4.18. Ввод резервного магистрального или подпорного агрегата в автоматическом режиме осуществляется при полностью открытой приемной и закрытой выкидной (напорной) задвижке или открытых обеих задвижках. В первом случае открытие задвижки на нагнетании насоса может начинаться одновременно с пуском электродвигателя или опережать запуск двигателя на 15 - 20 с. В соответствии с проектом может быть предусмотрен другой порядок запуска резервного НА в автоматическом режиме.

3.4.19. Автоматический ввод резервного магистрального, подпорного агрегата или агрегата одной из вспомогательных систем (маслосистемы, системы подпора камер беспромывальных соединений и т.д.) осуществляется после отключения основного без выдержки времени или с минимальной (селектирующей) выдержкой времени.

3.4.20. При пуске станции с последовательной схемой обвязки НА рекомендуется запускать магистральные НА против движения потока нефтепродукта, то есть начиная с большего номера агрегата в сторону меньшего. В случае запуска только одного НА возможен пуск любого из готовых к работе.

3.4.21. НА считается резервным, если он исправен и готов к работе. Все вентили, задвижки на системе обвязки НА, содержащихся в резерве (холодном), должны находиться в положении, предусмотренном проектом и инструкциями по эксплуатации.

3.4.22. НА считается в горячем резерве, если он может быть запущен в работу при первой необходимости без подготовки или в режиме АВР.

3.4.23. Контроль за работой НА ПС ведется оператором по приборам, установленным на щите автоматики, или по значениям параметров на экране монитора. При нормальной работе оборудования контролируемые параметры НА в соответствии с установленным перечнем должны регистрироваться в специальном журнале через каждые два часа.

При отклонении параметров оборудования от заданных пределов производится остановка неисправного агрегата и пуск резервного.

Дежурный оператор в этом случае должен зафиксировать в оперативном журнале значение параметра, из-за которого произошло отключение работавшего агрегата. Автоматическая регистрация соответствующего параметра производится немедленно специальным аварийным регистратором с выдачей его значения и наименования на экран монитора.

3.4.24. Во время эксплуатации оборудования необходимо следить за его параметрами в соответствии с инструкциями, в частности:

за герметичностью обвязки оборудования (фланцевых и резьбовых соединений, уплотнений насосов);

значениями давления в маслосистеме и охлаждающей жидкости (воздуха), а также за работой приточных, вытяжных и общеобменных вентиляционных систем, других механизмов и систем.

При обнаружении утечек и неисправностей необходимо принимать меры к их устранению.

3.4.25. Установку датчиков газоанализаторов в насосной следует предусматривать в соответствии с проектом у каждого насоса в местах наиболее вероятного скопления газа и утечек взрывоопасных паров и газов (сальниковых, механических уплотнений, фланцевых соединений, клапанов и т.д.).

3.4.26. Электродвигатели, применяемые для привода магистральных насосов при их размещении в общем зале, должны иметь взрывозащищенное исполнение, соответствующее категории и группе взрывоопасных смесей. При применении для привода насосов электродвигателей невзрывозащищенного исполнения электрозал должен быть отделен от насосного зала разделительной стеной. В этом случае в разделительной стене в месте соединения электродвигателей и насосов устанавливаются специальные устройства, обеспечивающие герметичность разделительной стенки (диафрагмы с камерами беспромвальных соединений), а в электрозале должно обеспечиваться избыточное давление воздуха 0,4 - 0,67 кПа.

3.4.27. Пуск станции запрещается в случае, когда температура воздуха в электрозале ниже +5 °С, в любом режиме пуска (автоматический, дистанционный или местный).

3.5. Система смазки

3.5.1. Монтаж маслосистемы осуществляется по чертежам проектной организации в соответствии со схемой маслоснабжения магистральных НА, с установочными чертежами и инструкциями заводов-изготовителей.

В проекте должна быть предусмотрена резервная система смазки основного оборудования, обеспечивающая подачу масла в агрегаты при аварийных отключениях. После окончания монтажных работ должна быть произведена очистка и промывка напорных и сливных маслопроводов и маслобака, очищены и заменены фильтры.

3.5.2. При пусконаладочных работах производится прокачка масла по маслосистеме, регулируется расход масла по подшипникам НА путем подбора дроссельных шайб или запорного устройства. Маслосистема проверяется на плотность фланцевых соединений и арматуры.

3.5.3. Во время пусконаладочных работ проверяется надежность подачи масла из аккумулирующего маслобака (если он предусмотрен) к подшипникам НА при остановленных маслонасосах для обеспечения выбега магистральных НА.

3.5.4. В процессе эксплуатации НА должны контролироваться температура и давление масла на входе в подшипники агрегатов, температура подшипников и т.д. Режим в системе

охлаждения масла должен поддерживаться в пределах, установленных картой уставок технологических защит и обеспечивать температуру подшипников агрегатов не выше максимально допустимых значений.

3.5.6. Масло, находящееся в системе смазки, следует заменять свежим в установленные инструкцией по эксплуатации сроки или через 3000 - 4000 часов наработки оборудования.

3.5.7. Для каждого типа НА должна быть установлена периодичность отбора проб из системы смазки для проверки качества масла. Пробы должны отбираться в соответствии с ГОСТ 2517-85 "Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб".

3.5.8. В системе смазки подшипников НА запрещается применять масла марок, не соответствующих рекомендованным заводом-изготовителем (фирмами).

3.5.9. Масло от поставщика принимается при наличии сертификата соответствия и паспорта качества на масло. При отсутствии указанных документов приемка масла должна осуществляться после проведения соответствующих физико-химических анализов на соответствие его параметров требуемым и выдачи заключения специализированной лабораторией.

3.5.10. Монтаж элементов системы смазки (трубопроводов, фильтров, холодильников, маслобаков и др.) должен соответствовать проекту и обеспечивать самотечный сток масла в маслобак(и) без образования застойных зон; значения монтажных уклонов должны соответствовать требованиям НТД. В нижних точках системы или ее частей должны располагаться фильтры. Элементы системы смазки (фильтры) должны подвергаться периодической очистке в сроки, оговоренные инструкциями.

3.5.11. Для каждого типа насосов и двигателей устанавливаются на основе заводских и эксплуатационных данных нормы расхода масла.

3.5.12. В маслонасосной (маслоприямке) должна быть вывешена утвержденная техническим руководителем ПС, НП и т.д. технологическая схема системы смазки с указанием допустимых значений минимального и максимального давления и температуры масла.

3.6. Система охлаждения

3.6.1. Сроки и способы очистки полостей охлаждения агрегатов и теплообменных аппаратов системы охлаждения от накипи и загрязненной воды должны быть установлены в зависимости от конструкции системы охлаждения, степени загрязнения, жесткости, расхода воды.

Трубопроводы системы охлаждения должны быть выполнены с уклоном, обеспечивающим самослив воды через специальные краны или штуцера.

3.6.2. Необходимо не реже одного раза в смену проверять отсутствие в охлаждающей воде нефтепродукта или масла. В случае обнаружения последних принимаются меры к немедленному выявлению и устранению повреждения. Результаты ежесменной проверки наличия в воде масла или нефтепродукта следует фиксировать в вахтенном журнале.

3.6.3. Система охлаждения должна исключать возможность повышения давления воды в охлаждаемых полостях агрегата выше предельного, указанного заводом-изготовителем. Температура охлаждения жидкости перед радиаторами электродвигателя должна быть не более +33 °С.

3.6.4. Наружные элементы системы охлаждения (трубопроводы, арматура, градирня, емкости) должны быть своевременно подготовлены к работе в зимних условиях или опорожнены и отключены от основной системы.

3.6.5. Забор воздуха для охлаждения двигателей производится в соответствии с проектом в местах, не содержащих паров нефтепродукта, влаги, химических реагентов и т.д. выше предельных норм.

Температура воздуха, подаваемого на охлаждение двигателей, должна соответствовать проекту и инструкции завода-изготовителя.

3.6.6. В насосной должна быть утвержденная техническим руководителем ЛПДС, ПС, НП технологическая схема системы охлаждения с указанием допустимых значений давления и температуры охлаждающей среды.

3.7. Техническое обслуживание и ремонт сооружений и оборудования перекачивающих станций

3.7.1. Основным документом и основанием для передачи оборудования в ремонт является утвержденный годовой план-график планово-предупредительных ремонтов (ППР). Он составляется инженерами технических служб ПС (ЛПДС) совместно с начальниками ремонтных подразделений отделения ОАО и утверждается главным инженером отделения ОАО до окончания календарного года.

3.7.2. До вывода оборудования, зданий и сооружений в капитальный ремонт необходимо:

- выполнить обследование здания (сооружения);
- составить дефектные ведомости и перечень работ, уточняемые после вскрытия и осмотра оборудования;
- выполнить проектные работы, согласовать и утвердить проект в установленном порядке;
- составить графики ремонта и проекты организации ремонтных работ;
- заготовить согласно проекту необходимые материалы.

3.7.3. Техническое обслуживание, текущий и неплановый (обусловленный отказом) ремонт оборудования ПС, трубопроводов водоснабжения, теплоснабжения, канализации и других систем, средств автоматики, телемеханики, КИП и ЭХЗ, как правило, выполняются эксплуатационно-ремонтным персоналом ЛПДС, ПС, НП.

3.7.4. Капитальный ремонт всех видов оборудования и неплановые ремонты, по тяжести производства близкие к капитальному и связанные с заменой, производством демонтажа и монтажа оборудования, выполняются выездными ремонтными бригадами специализированных подразделений отделений ОАО или привлекаемыми сторонними специализированными организациями.

3.7.5. Капитальный ремонт технологических трубопроводов водоснабжения, теплоснабжения и канализации, резервуаров, зданий жилого и производственного назначения выполняет персонал ремонтно-строительного управления (РСУ) и его участков или сторонних специализированных организаций.

3.7.6. Ответственность за организацию, своевременность проведения, качество технического обслуживания и ремонта несут производители работ, мастера соответствующих служб, старшие инженеры ПС и специалисты отделов отделений ОАО.

3.7.7. При сдаче в ремонт и приеме из ремонта вместе с оборудованием должны передаваться технический паспорт, наряд-допуск ответственному исполнителю работ, акт сдачи-приемки оборудования. При выводе в ремонт насосного агрегата необходимо обесточить электродвигатель агрегата, закрыть приемную и выкидную задвижки, опорожнить от нефтепродукта насос, обесточить пусковую аппаратуру электродвигателя НА и электроприводов задвижек, убедиться в герметичности задвижек; выполнить

соответствующие записи в ремонтной и оперативной документации, вывесить предупреждающие плакаты.

3.7.8. Вводимые в эксплуатацию после капитального ремонта насосы, электрооборудование, линии электропередачи, заземляющие устройства должны подвергаться приемо-сдаточным испытаниям.

3.7.9. Оборудование ПС считается принятым в эксплуатацию из ремонта после испытаний в рабочем режиме: после текущего ремонта - в течение 8 часов, в том числе для электроустановок - опробование под нагрузкой в течение 24 часов.

3.7.10. Все работы, выполненные при капитальном ремонте основного технологического и электрооборудования, принимаются по акту, к которому прикладывается паспорт ремонтного подразделения (формуляр) с отметкой о проведении ремонта. Для остального оборудования запись о выполненных при капитальном ремонте работах делается в паспорте оборудования.

3.7.11. Сведения о текущем и неплановом ремонтах оборудования ПС, техническом обслуживании, видах неисправностей и методах их устранения, затратах труда, запасных частей и материалов должны записываться в журнале по учету ППР и неплановых ремонтов. Формы ремонтных журналов определяются Системой ППР оборудования объектов МНПП.

3.7.12. Организация и проведение ремонтных работ по ТОР оборудования и сооружений ПС должны осуществляться в строгом соответствии с Правилами по охране труда при эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов /119/, Системой ППР оборудования объектов МНПП /64/, Правилами эксплуатации электроустановок потребителей /33/, Правилами технической и безопасной эксплуатации средств автоматики, телемеханики и КИП /43/, инструкциями заводов-изготовителей, настоящими Правилами.

3.7.13. Газоопасные работы и подготовка к ним должны осуществляться по плану и наряд-допуску, составленному в соответствии с Правилами безопасности в газовом хозяйстве /123/.

3.7.14. Изменения в технологических и электрических схемах конструкции сооружений и машин должны быть согласованы в установленном порядке, внесены в исполнительную документацию или утверждены главным инженером отделения ОАО (ОАО).

4. Резервуарный парк

4.1. Общие эксплуатационно-технические требования

4.1.1. Резервуарный парк (РП) объекта магистрального нефтепродуктопровода представляет собой комплекс связанных трубопроводами резервуаров, предназначенных для выполнения и обеспечения технологических операций приема, хранения и откачки нефтепродуктов, обеспечивающий совместную работу участков нефтепродуктопроводов, наливных эстакад и т.д., а также учета транспортируемых нефтепродуктов при отсутствии замерного узла.

4.1.2. Устройство, взаимное расположение, расстояния между отдельными резервуарами и группами резервуаров должны соответствовать проектам, требованиям нормативно-технической документации, Правил пожарной безопасности в РФ и Правил пожарной безопасности для предприятий АК "Транснефтепродукт".

4.1.3. Приемка резервуаров в эксплуатацию (вновь построенных и капитально отремонтированных) производится в соответствии с проектом, требованиями нормативно-технической документации, на основании результатов гидравлических испытаний резервуаров и проверки работоспособности оборудования.

Приемка резервуара(ов) в эксплуатацию оформляется актом.

- 4.1.4. Эксплуатация резервуаров должна соответствовать требованиям Правил технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту /31/, а также настоящих Правил. На каждый резервуар оформляется паспорт, в котором указываются технические данные резервуара и установленного на нем оборудования /31/.
- 4.1.5. Каждый резервуар должен быть оснащен полным комплектом оборудования, предусмотренным проектом и обеспечивающим возможность осуществления технологических операций.
- 4.1.6. Изменения и дополнения в проекте, необходимость в которых может возникнуть при строительстве или эксплуатации резервуаров, должны быть согласованы с организацией, выполнившей проект. Документация на эти изменения должна храниться в составе исполнительной документации или вноситься в паспорт резервуара.
- 4.1.7. Объем резервуарных парков перекачивающих станций определяется положениями Норм технологического проектирования разветвленных нефтепродуктопроводов /141/.
- 4.1.8. В каждом резервуарном парке должна быть предусмотрена часть общей емкости для аварийного сброса нефтепродукта из расчета двухчасовой пропускной способности нефтепродуктопроводов, которая используется для:
приема нефтепродуктов при остановке нефтепродуктопровода в связи с возможным временным прекращением связи ПС с диспетчером;
сброса нефтепродуктов для защиты концевой участка нефтепродуктопровода, трубопроводов и запорной арматуры резервуарного парка от повышения давления при неправильном или произвольном включении запорной арматуры и внезапных закупорках оборудования;
защиты от перегрузки подпорных насосов, арматуры, нефтепродуктопроводов на участке между подпорной и основной насосными;
освобождения поврежденного участка трубопровода от нефтепродуктов при аварии на линейной части.
При последовательной перекачке нескольких нефтепродуктов число резервуаров для указанных целей должно быть увеличено, кроме того, должна быть предусмотрена дополнительная емкость для сброса смеси.
- 4.1.9. Размеры и число резервуаров в составе общей емкости наливных станций магистральных нефтепродуктопроводов определяются при проектировании с учетом:
коэффициента использования емкости резервуаров;
распределения емкости по сортам нефтепродуктов в соответствии с объемом налива каждого сорта;
необходимости иметь по условиям эксплуатации не менее двух резервуаров на каждый сорт нефтепродукта;
требования возможно большей однотипности резервуаров.
- 4.1.10. Площадки резервуарных парков должны быть спланированы и иметь уклон для отвода ливневых вод в сборный колодец, соединенный с системой промышленной канализации через гидравлический затвор.
- 4.1.11. Конструкции понтонов резервуаров для хранения нефтепродуктов должны обеспечивать их непотопляемость.
- 4.1.12. Плавающие крыши должны иметь устройства удаления ливневых и талых вод за пределы резервуара.

Плавающие крыши, понтоны и их направляющие должны иметь уплотнители (затворы), обеспечивающие надежную герметизацию подпонтонного пространства.

4.1.13. При приемке резервуаров в эксплуатацию до начала испытаний генподрядчик предъявляет Государственной комиссии исполнительную документацию, соответствующую требованиям действующих нормативных документов по производству, приемке, эксплуатации и ремонту резервуаров /18, 19, 22, 38, 55/.

4.1.14. На резервуары с плавающими крышами, понтонами должны быть представлены акты испытаний герметичности плавающих крыш или понтонов.

4.1.15. На каждом резервуаре должна быть четкая надпись: "Огнеопасно", а также указаны следующие сведения:

- порядковый номер резервуара;
- допустимый взлив;
- значение базовой высоты (высотного трафарета);
- указатели положения органов управления сифонным краном и хлопушей.

4.1.16. На каждый резервуарный парк должна быть составлена технологическая карта по эксплуатации резервуаров с указанием для каждого резервуара:

- номера по технологической схеме;
- для какого нефтепродукта предназначен;
- типа и вместимости;
- значений максимально и минимально допустимых вливов нефтепродуктов;
- типов, количества и характеристик дыхательных и предохранительных клапанов, огневых предохранителей, средств борьбы с потерями от испарения;
- допустимой производительности (скорости) наполнения и опорожнения;
- другие необходимые данные (системы измерения уровня, отбора проб, пожаротушения и пр.).

4.1.17. Технологическая карта должна находиться на рабочем месте персонала, производящего оперативные переключения и отвечающего за правильность их выполнения.

4.1.18. Технологические карты резервуаров утверждает и переутверждает не реже чем через 2 года (при изменении технологических схем резервуарных парков, условий эксплуатации и др.) главный инженер отделения ОАО, ОАО.

4.2. Требования к составлению градуировочных таблиц

4.2.1. На каждый резервуар, используемый для приема, хранения и отпуска нефтепродуктов, независимо от его вместимости и назначения, должна иметься градуировочная таблица, составленная в соответствии с действующей НТД /106, 107/.

4.2.2. Градуировочные таблицы пересматривают в установленные сроки в соответствии с требованиями действующих норм /31/.

4.2.3. После каждого ремонта, связанного с изменениями вместимости, резервуар должен быть отградуирован, а после изменения его оснащенности внутренним оборудованием градуировочная таблица должна быть пересмотрена и утверждена в установленном порядке.

4.2.4. Градуировочные таблицы на резервуары, предназначенные для оперативного контроля, утверждает главный инженер отделения ОАО, ОАО; на резервуары, предназначенные для учетно-отчетных операций, утверждает территориальный орган Госстандарта России.

4.2.5. К градуировочным таблицам резервуаров должны быть приложены поправки на неровности днища.

Во время проведения ремонтов при необходимости должны быть проведены коррекции днищ с составлением соответствующих актов по каждому резервуару.

4.2.6. Работы по градуировке резервуаров выполняют специализированные метрологические организации (группы) или лица, прошедшие обучение по выполнению измерений вместимости резервуаров в порядке, установленном Госстандартом России, получившие право (лицензию) на проведение указанных работ и зарегистрированные в установленном порядке.

4.2.7. Действующие градуировочные таблицы и акты измерений должны храниться на ЛПДС, ПС и НП, имеющих резервуары, и в отделениях ОАО, эксплуатирующих МНПП. Переход на новые градуировочные таблицы, хранение и списание предшествующих таблиц оформляется приказом по ОАО (отделению ОАО).

4.3. Правила заполнения и опорожнения

4.3.1. Максимальная производительность заполнения (опорожнения) резервуара, оборудованного дыхательными и предохранительными клапанами или вентиляционными патрубками, определяется максимально возможным расходом через них паровоздушной смеси нефтепродуктов, вызываемым одновременным действием:

заполнения (опорожнения) резервуара, перетоков нефтепродуктов из заполняемого резервуара в порожний в результате операций переключения запорной арматуры при переходе с одного резервуара на другой, термического расширения (сжатия) газов в газовом пространстве резервуара из-за атмосферных явлений или по технологическим причинам, а также вследствие выделения паров нефтепродуктов или растворенных в них газов. При этом расход газов через все дыхательные клапаны, установленные на резервуаре, не должен превышать 0,85 (для вентиляционных патрубков - 0,45) от их суммарной проектной пропускной способности.

4.3.2. Суммарная проектная пропускная способность предохранительных клапанов, устанавливаемых на одном резервуаре, должна быть не ниже чем пропускная способность дыхательных клапанов.

Производительность заполнения (опорожнения) резервуаров с понтонами или плавающими крышами ограничивается также допустимой скоростью изменения уровня нефтепродукта в резервуаре, которая не должна превышать 3,5 м/ч, если проектом не предусмотрено другое.

4.3.3. В случае подключения резервуара к технологической схеме пуск ПС, связанный с наполнением или опорожением резервуаров, разрешается после того, как персонал удостоверится в правильности переключения задвижек. В дальнейшем персонал дежурной смены осуществляет постоянный контроль за поступлением или откачкой нефтепродукта в резервуары и из них, а также соответствием текущих технологических параметров оборудования проектным значениям.

Во избежание гидравлических ударов при переключении задвижек резервуаров необходимо соблюдать порядок их переключения, предусмотренный инструкциями.

4.3.4. Если по изменению уровня нефтепродукта или другим данным обнаруживается, что процесс наполнения или опорожнения резервуара отличается от проектного, установленного технологической картой, персонал должен немедленно принять меры по выяснению причины этого несоответствия, ее устранению; в случае невозможности устранения или определения причины отклонения процесса от проектного заполнения резервуара должно быть прекращено: нефтепродукт направлен в другой резервуар, запорная арматура на первом перекрыта, либо должны быть выполнены действия, предусмотренные инструкциями.

4.3.5. Нижний технологический уровень нефтепродукта в резервуаре с понтоном не должен допускать постановки понтона на стойки (опоры) при проведении технологических операций.

4.4. Техническое обслуживание и ремонт

4.4.1. Техническое обслуживание резервуаров должно включать периодические осмотры резервуаров, оборудования и арматуры, а также периодическую дефектоскопию сварных стыков, ультразвуковую или магнитодефектоскопию состояния стенок и днища резервуара, контроль формы, размеров резервуара и его основания, толщины, а при необходимости химического состава и механических свойств листов кровли, стенки и днища.

4.4.2. Периодические осмотры резервуаров и их оборудования проводят согласно утвержденным главным инженером отделения ОАО, ОАО графикам ППР, составленным в соответствии с Правилами технической эксплуатации резервуаров и инструкциями по их ремонту /31/ и с учетом конкретных условий эксплуатации. Результаты осмотра должны быть записаны в журнал осмотра основного оборудования и арматуры резервуаров и их паспорта.

4.4.3. За осадкой основания каждого резервуара должно быть установлено систематическое наблюдение. В первые четыре года эксплуатации необходимо ежегодно проводить нивелирование абсолютных отметок окрайки днища или верха нижнего пояса не менее чем в восьми точках, но не реже чем через 6 м. В дальнейшем следует систематически, не реже одного раза в три года, проводить контрольное нивелирование. Допустимые отклонения от горизонтальности наружного контура днища резервуаров должны соответствовать требованиям Правил технической эксплуатации резервуаров и инструкциям по их ремонту /31/.

4.4.4. В зимнее время при низких температурах в зависимости от климатической зоны швы стальных резервуаров (особенно I и II поясов снизу и нижнего утора) осматриваются периодически в соответствии с рекомендациями заводов-изготовителей. Результаты осмотров заносят в журналы осмотров.

4.4.5. Резервуарные парки, расположенные в зоне возможного затопления паводковыми водами, заблаговременно должны быть подготовлены к паводку: восстановлены до необходимого уровня обвалования, расчищена территория внутри обвалования, подготовлена к работе производственно-ливневая канализация и очистные сооружения. Во избежание всплывания при затоплении резервуары должны быть заполнены нефтепродуктами или водой.

4.4.6. Техническое обслуживание и ремонт стальных понтонов с открытыми отсеками, а также алюминиевых и синтетических понтонов выполняются согласно действующим руководящим документам по эксплуатации резервуаров МНПП, технической и эксплуатационной документации организаций - разработчиков понтонов.

4.4.7. Понтоны должны периодически осматриваться во время производства зачистных работ или в соответствии с графиком, утвержденным главным инженером отделения ОАО, в сроки, соответствующие нормативам.

4.4.8. Результаты осмотров и записи об устранении неисправностей, обнаруженных при осмотрах понтонов, должны заноситься в журнал осмотра основного оборудования и арматуры резервуаров.

4.4.9. Резервуары, находящиеся в эксплуатации, подлежат периодическому обследованию и дефектоскопии для определения их фактического технического состояния. Периодичность и методы обследования резервуаров, виды выполняемых при этом работ определяются

требованиями действующей НТД по диагностике технического состояния резервуаров /48, 79/.

4.4.9.1. Периодичность приборного обследования стальных вертикальных резервуаров составляет /48/: полной диагностики - не реже одного раза в 10 лет, частичной - не реже одного раза в 5 лет.

4.4.9.2. Конкретные сроки диагностики резервуара назначаются в зависимости от технического состояния и интенсивности эксплуатации резервуара, а также коррозионной активности среды.

4.4.9.3. При частичной диагностике резервуара выполняются работы: визуальный осмотр резервуара и его оборудования; измерение толщины листов стенки, кровли; измерение отклонений образующих от вертикали, местных деформаций стенки и горизонтальности выступа окрайки и основания под ней; проверка состояния отмотки; составление заключения о техническом состоянии резервуара.

Полная диагностика резервуара включает все перечисленные выше работы и, кроме того: визуальный осмотр с внутренней стороны и измерение толщины стенки, днища, кровли и понтона; визуальный осмотр понтона (при его наличии); контроль сварных соединений неразрушающими методами; механические испытания, металлографические исследования и химический анализ металла (в необходимых случаях); зондирование днища и основания резервуара с целью выявления утечки; определение целесообразности обследования резервуара методом инфракрасной спектроскопии и выполнение такого обследования; обработку результатов измерений толщины стенки всех элементов резервуара и определение для них остаточного срока службы по коррозионному износу; сравнение полученных результатов измерений толщины листов для различных поясов, окрайки, днища и кровли с допустимой толщиной, полученной расчетом, и принятие решений о дальнейшей эксплуатации резервуара в соответствии с рекомендациями /48/; другие расчеты согласно /48/ и составление заключения о техническом состоянии и показателях назначения резервуара на предстоящий период.

4.4.9.4. Полное обследование проводится после зачистки и дегазации резервуара, частичное - без вывода резервуара из эксплуатации.

4.4.9.5. Данные технического обследования записываются в паспорт с указанием даты обследования и номера заключения, и само заключение вкладывается в паспорт.

4.4.10. На основании результатов обследования резервуаров составляется годовой график ремонта с учетом обеспечения бесперебойной работы резервуарного парка по приему, хранению и отпуску нефтепродуктов.

4.4.11. Техническое обслуживание и ремонт резервуарного оборудования и средств автоматики производятся в сроки, указанные в инструкциях заводов-изготовителей на эти изделия, а также в Правилах технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту /31/.

4.4.12. Капитальный ремонт резервуара производится по мере необходимости на основании комплексного обследования и дефектной ведомости по индивидуальному проекту, разработанному специализированной проектной организацией или проектным бюро ОАО.

4.4.13. Намеченные к капитальному ремонту резервуары должны быть своевременно включены в титульный список капитального ремонта на предстоящий год, а перед началом ремонта осмотрены комиссией, специально назначенной приказом руководителя ОАО.

4.4.14. При подготовке резервуаров к ремонту с ведением огневых работ необходимо строго соблюдать требования Правил пожарной безопасности для предприятий АК "Транснефтепродукт" /121/.

Ремонт резервуаров с огневыми работами разрешается проводить только после полной очистки его от остатков нефтепродуктов, дегазации, подтвержденной анализом воздушной среды, при обеспечении пожарной безопасности рядом расположенных резервуаров (освобождение от нефтепродуктов с надежной герметизацией, уборка разлитого нефтепродукта с засыпкой песком замазученных мест, герметизация канализации, оглушение всех коммуникаций и т.п.), готовности рабочих мест и наличия оформленных в установленном порядке документов, разрешающих производство огневых работ.

4.4.15. Вентилятор, электродвигатель и светильники при подготовке резервуаров и при производстве работ должны иметь взрывозащищенное исполнение и быть заземлены. Напряжение освещения должно быть не выше 12 В.

4.4.16. Допустимая концентрация углеводородов в пробах воздуха, взятых в резервуаре, подготовленном к ремонту, не должна превышать значений, оговоренных соответствующими нормами, а в остальных случаях не превышать 0,3 мг/л, а в резервуарах из-под бензина - 0,1 мг/л.

4.4.17. Резервуары должны подвергаться периодическим зачисткам в соответствии с утвержденным главным инженером отделения ОАО графиком:

не менее двух раз в год - для топлива к реактивным двигателям, авиационных бензинов; не менее одного раза в два года - для автомобильных бензинов, дизельных топлив.

Резервуары для моторных топлив и других аналогичных по свойствам нефтепродуктов необходимо зачищать по мере необходимости, определяемой условиями сохранения их качества, надежной эксплуатации резервуаров и оборудования.

При длительном хранении нефтепродуктов допускается зачистка металлических резервуаров после их опорожнения. Резервуары зачищают также при необходимости:

- смены сорта нефтепродуктов;
- освобождения от высоковязких осадков с наличием минеральных загрязнений, ржавчины и воды; очередных или внеочередных ремонтов, проведения комплексной дефектоскопии.

4.4.18. Твердые и высоковязкие осадки, образующиеся в резервуарах, размывают водой, паром или специальными моющими средствами, зачищают искробезопасным инструментом, после чего отводят в шлакоотстойники или на специальные площадки. Сброс размытых осадков в канализацию не допускается.

4.4.19. Руководство работами по зачистке резервуаров поручают ответственному лицу из числа инженерно-технических работников ПС (ЛПДС). Мероприятия по зачистке резервуаров разрабатывает технический руководитель ПС (ЛПДС) и утверждает главный инженер ОАО (отделения ОАО).

4.4.20. К зачистке резервуара приступают после оформления акта его готовности к зачистным работам, подписанного комиссией ПС (ЛПДС) в составе ответственных за ОТ и ТБ, эксплуатацию РВС и представителя пожарной охраны.

4.4.21. Зачистку резервуаров выполняет специально обученный и подготовленный персонал, допущенный медицинской комиссией, прошедший инструктаж по правилам охраны труда и методам оказания первой помощи при несчастных случаях, правилам по эксплуатации резервуаров, технической безопасности, промышленной санитарии и безопасности.

Подростки моложе 18 лет и женщины к работам по зачистке резервуаров не допускаются. Состав бригады и отметки о прохождении инструктажа заносятся в наряд-допуск на выполнение работ с повышенной опасностью (Приложение А) лицами, ответственными за проведение зачистных работ.

4.4.22. Работники, которые выполняют зачистку резервуаров, должны регулярно, не реже одного раза в год, проходить медицинский осмотр.

4.5. Сосуды, работающие под давлением

4.5.1. Сосуды, работающие под давлением, должны быть зарегистрированы в органах Госгортехнадзора России.

Перечень сосудов, подлежащих регистрации в органах Госгортехнадзора России, определяется Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением /30/.

4.5.2. При перестановке сосуда на новое место или передаче его другому владельцу, а также при внесении изменений в схему его включения сосуд до пуска в работу должен быть перерегистрирован в органах Госгортехнадзора России.

4.5.3. Все сосуды, предназначенные для сжатого воздуха, регистрируемые и не регистрируемые в органах Госгортехнадзора России, должны иметь паспорта и инструкции организации-изготовителя, которые хранятся у ответственного за исправное состояние и безопасное действие сосудов.

4.5.4. Разрешение на ввод в эксплуатацию сосудов, подлежащих регистрации, выдается соответствующим округом Госгортехнадзора России после регистрации, технического освидетельствования сосудов, проверки организации обслуживания и надзора.

4.5.5. Разрешение на ввод в эксплуатацию сосудов, не подлежащих регистрации в органах Госгортехнадзора России, выдает лицо, назначенное приказом по производственному подразделению (ЛПДС, ПС, НП) для осуществления надзора за техническим состоянием и эксплуатацией сосудов, на основании документации изготовителя после технического освидетельствования и проверки организации обслуживания.

4.5.6. Разрешение на ввод сосуда в эксплуатацию записывается в его паспорт.

4.5.7. На каждый сосуд после его установки и регистрации краской на видном месте или на специальной табличке форматом не менее 200 x 150 мм наносят регистрационный номер, разрешенное давление, дату (число, месяц и год) следующих наружного и внутреннего осмотров и гидравлического испытания.

4.5.8. Эксплуатация сосудов для хранения сжатого воздуха и других газов осуществляется в соответствии с Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением /30/.

4.5.9. В помещении компрессорной должна быть вывешена утвержденная техническим руководителем ЛПДС, ПС, НП технологическая схема воздухопроводов с указанием компрессоров, ресиверов, пылевлагоотделителей, вентилях и других устройств. На схеме также должно быть указано допустимое максимальное давление в системе.

4.5.10. Ответственного по надзору за техническим состоянием и эксплуатацией сосудов и ответственного за исправное состояние и безопасное действие сосудов, работающих под давлением, назначают приказом по производственному подразделению ЛПДС, ПС, НП из числа инженерно-технических работников, прошедших проверку знаний в установленном порядке.

4.5.11. Обслуживание сосудов может быть поручено лицам, достигшим 18-летнего возраста, прошедшим производственное обучение, аттестацию квалификационной комиссией, инструктаж и имеющим удостоверение на право обслуживания сосудов, работающих под давлением.

4.5.12. В производственном подразделении (ЛПДС, ПС, НП) должна иметься утвержденная главным инженером отделения ОАО инструкция по режиму работы сосудов и их безопасному обслуживанию. Инструкция должна быть вывешена на рабочих местах, а также выдана под расписку обслуживающему персоналу.

4.5.13. Периодическая проверка знаний персонала проводится комиссией, назначаемой приказом по производственному подразделению (ПС, НП, ЛПДС, БПО, отделению ОАО), не реже чем через 12 месяцев. Состав комиссии определяется действующей НТД. Результаты проверки оформляют протоколом с отметкой в удостоверении.

5. Наливные пункты

5.1. Отгрузку и прием нефтепродуктов на наливных пунктах осуществляют через специально построенные эстакады, сливно-наливные устройства и сооружения.

5.2. Сливно-наливные устройства и сооружения должны соответствовать проекту, а также требованиям нормативно-технической документации.

5.3. Освещение сливно-наливных устройств и сооружений должно соответствовать проекту и нормам освещенности рабочих мест.

5.4. Наливные сооружения должны быть обеспечены надежной двусторонней связью, необходимыми средствами противопожарной защиты в соответствии с проектом и нормами.

5.5. Площадки на наливных сооружениях должны иметь бетонное покрытие и обеспечивать беспрепятственный сток жидкости в отводные колодцы или каналы, соединенные через гидравлические затворы со сборником и производственно-ливневой канализацией.

5.6. Территория наливных устройств и железнодорожных подъездных путей должна всегда содержаться в чистоте. В зимнее время ее очищают от снега.

5.7. Налив этилированных бензинов осуществляют в строгом соответствии с инструкциями по мерам безопасности при обращении с этилированным бензином.

5.8. Подъемные механизмы наливных устройств должны быть обеспечены предохранительными приспособлениями, исключающими самопроизвольное их движение.

5.9. Насосы, двигатели, задвижки, стояки должны быть пронумерованы в соответствии с технологической схемой.

5.10. Стояки, рукава, сальники, фланцевые соединения, коммуникации должны быть полностью герметичными.

5.11. Наконечники сливно-наливных шлангов должны быть заземлены с помощью гибких тросиков.

Запрещается производить сливно-наливные операции во время грозы.

5.12. Время налива железнодорожных цистерн устанавливается по договору, заключенному с управлением железной дороги согласно Правилам перевозок грузов /178/. При этом максимальные значения скоростей движения (налива) электризирующихся жидкостей (нефтепродуктов) ограничиваются требованиями раздела 14 настоящих Правил.

5.13. Огневые работы на сливно-наливных сооружениях выполняют после вывода этих сооружений из эксплуатации при наличии наряда-допуска, оформленного в установленном порядке, с соблюдением требований действующих правил, норм и других НТД /116, ..., 127/.

5.14. По окончании наливных операций задвижки и другие запорные устройства на приемных и выкидных линиях насосов должны быть закрыты.

5.15. Техническую эксплуатацию сооружений и оборудования станций, осуществляющих перевалку нефтепродуктов на различные виды транспорта, выполняют в соответствии с Правилами технической эксплуатации нефтебаз /38/, инструкциями по совместной эксплуатации морских и речных пирсов и причалов, баз перевалки и портов, утвержденными пароходством и ОАО, эксплуатирующим МНПП.

6. Технологические трубопроводы

6.1. В состав технологических трубопроводов входят внутриплощадочные трубопроводы, соединительные детали трубопроводов, запорная, регулирующая и предохранительная арматура, фильтры-грязеуловители и другие устройства.

6.2. Границами технологических трубопроводов являются входная и выходная задвижки (краны) ПС, НП.

6.3. Проектирование технологических трубопроводов, строительство и реконструкцию осуществляют в соответствии с требованиями нормативно-технической документации (СНиП, ВНТП, РД), действующей на момент строительства.

6.4. Рабочее давление и режим испытания технологических трубопроводов, арматуры и устройств устанавливаются проектом.

Переиспытания технологических трубопроводов проводят не реже чем раз в 10 лет.

Реконструированные, замененные или участки после ремонта подлежат испытаниям в соответствии с проектом.

6.5. Устанавливаемые детали стальных трубопроводов - переходники, тройники, заглушки и фланцы - должны удовлетворять требованиям действующих стандартов, норм и нормалей.

На технологических трубопроводах должна применяться преимущественно стальная запорная, регулирующая и другая арматура.

6.6. Монтаж и приемка в эксплуатацию технологических трубопроводов производится с соблюдением общих требований по приемке законченных строительством объектов в полном объеме или в составе производственных площадок магистральных нефтепродуктопроводов согласно требованиям действующей НТД.

6.7. Не допускается расположение соединений, в том числе сварных, на опорах, в толще стен и перегородках.

6.8. Исполнительные технологические схемы трубопроводов и коммуникаций ПС должны соответствовать технологическим трубопроводам; арматура, оборудование, приборы и устройства должны иметь обозначения и нумерацию.

6.9. На каждой ПС должен быть уточненный ситуационный план объекта с привязкой технологических трубопроводов и коммуникаций (сводный план инженерных сетей, топографическая съемка).

Обслуживающий персонал должен знать расположение трубопроводов, точки их пересечения, места врезок отводов, расположение арматуры, оборудования, приборов, устройств, технологических коммуникаций, их назначение и инструкции по эксплуатации.

- 6.10. На ЛПДС, ПС и НП предусматривается перекачка по отдельным трубопроводам автомобильного бензина этилированного, топлива для реактивных двигателей, дизельного топлива и автомобильного бензина неэтилированного, когда по условиям прокладки или эксплуатации нельзя обеспечить достаточно полного опорожнения труб.
- 6.11. Изменения действующих схем технологических трубопроводов без ведома и утверждения главным инженером ОАО не допускаются. Реконструкция технологических трубопроводов производится согласно проекту, утвержденному в установленном порядке.
- 6.12. На технологические трубопроводы должны быть составлены и утверждены главным инженером ПО ОАО (АО) калибровочные таблицы /60/.
- 6.13. На службу эксплуатации ПС, НП возлагается:
своевременный контроль и поддержание в технически исправном состоянии технологических трубопроводов и установленного оборудования;
выполнение необходимых ремонтных мероприятий, обеспечивающих долговечность технологических трубопроводов и бесперебойную работу ПС, НП;
обеспечение нормальной работы системы защиты от почвенной коррозии металлических сооружений и коммуникаций ПС, НП, а также обеспечение защиты от атмосферной коррозии наземных и надземных участков технологических трубопроводов;
знание обязанностей и выполнение необходимых действий в условиях аварий и чрезвычайных ситуаций.
- 6.14. Технологические трубопроводы, арматура и устройства на них должны периодически осматриваться и обслуживаться согласно утвержденным техническим руководителем ПО графикам и регламентам работ.
Арматура и устройства технологических трубопроводов осматриваются не реже одного раза в квартал, а на особо ответственных узлах - не реже одного раза в месяц. Результаты осмотров заносятся в журнал осмотров, диагностики и ремонтов - в журнал ремонтов и паспорт технологических трубопроводов.
- 6.15. Планово-предупредительный ремонт оборудования, арматуры и технологических трубопроводов проводится ремонтным персоналом ПС, НП в соответствии с графиком, утвержденным главным инженером отделения ОАО.
- 6.16. На ПС, НП с РП в соответствии с проектом должна предусматриваться установка узлов с предохранительными устройствами для защиты от превышения давления на входе в резервуарный парк.
До и после каждого предохранительного устройства также должны быть предусмотрены дренажные трубопроводы и задвижки.
Предохранительные устройства должны проверяться на стенде ежегодно.
- 6.19. Технологические трубопроводы ГПС, НП, имеющих резервуарные парки, в соответствии с проектом должны быть оборудованы системами активной защиты от почвенной коррозии.

7. Отводы от магистральных нефтепродуктопроводов к нефтебазам, складам нефтепродуктов, промышленным предприятиям, портам и другим объектам

7.1. Состав отводов и общие требования к их эксплуатации

7.1.1. Диаметр, параметры, протяженность и место подключения отвода от МНПП определяются проектом.

7.1.2. Отводы сооружаются, как правило, равнопрочными магистральным нефтепродуктопроводам, к которым их подключают.

7.1.3. Границами отводов считаются:

начальной - ближайшая к магистральному нефтепродуктопроводу задвижка на узле подключения; конечной - задвижка на отводе перед узлом ввода на предприятие потребления.

7.1.4. В состав линейной части отводов входят:

- трубопроводы с запорной и предохранительной арматурой;
- переходы через естественные и искусственные препятствия;
- узлы учета и контроля последовательной перекачки нефтепродуктов и сооружения на них;
- установки электрохимической защиты трубопроводов от коррозии и блуждающих токов;
- средства дистанционного управления трубопроводом;
- устройства автоматизации технологических процессов и технологическая связь;
- устройства электроснабжения;
- противопожарные сооружения и сооружения по защите окружающей среды от разлива нефтепродуктов;
- изолирующие фланцы;
- перекачивающие насосные станции (в отдельных случаях);
- устройства пуска и приема шаров; другие сооружения, предусмотренные проектом.

7.1.5. При вводе отводов на предприятие потребления или распределения должно быть предусмотрено устройство, предохраняющее от последствий возможных ошибок, допущенных при операциях приема нефтепродуктов, поступающих по трубопроводу на предприятие. Тип устройства определяется проектом.

7.1.6. ОАО, эксплуатирующие отвод, по утвержденному графику, но не реже одного раза в два года, утверждают или переутверждают карту технологических режимов работы отводов (технологическую карту отвода).

Технологические карты могут быть составлены как отдельно на отвод, так и в составе МНПП.

7.1.7. В технологических картах отводов должны быть указаны: пропускная способность при различных режимах работы МНПП; давление в начале и конце отводов для каждого режима работы; номинальные плотности и вязкости нефтепродуктов.

7.1.8. Работы, связанные со сдачей нефтепродуктов на территории нефтебаз, выполняют операторы нефтебаз совместно с операторами, работающими на объектах МНПП.

Операторам ОАО на предприятиях потребления (сдачи) должны быть предоставлены рабочие места, необходимое оборудование и НТД.

Порядок взаимодействия операторов предприятий потребления нефтепродуктов с операторами ЛПДС, перекачивающих станций и наливных пунктов определяется инструкцией о взаимоотношениях и договорами между ПС, НП, ЛПДС, согласованными с отделениями ОАО и утвержденными ОАО, эксплуатирующим МНПП, с одной стороны, и организациями, в чьем ведении находятся предприятия потребления или распределения нефтепродуктов.

7.1.9. В согласительном документе, кроме прочих условий взаимодействий, должно быть оговорено, что предприятия потребления или распределения нефтепродуктов обязаны сообщать в соответствующее ПО ОАО о любых изменениях в технологической схеме предприятия.

7.1.10. Для осуществления технологических операций по сдаче нефтепродуктов по отводам диспетчерские службы ОАО, отделений и подразделений ОАО, операторы должны быть обеспечены постоянной технологической связью.

7.1.11. Порядок сдачи нефтепродуктов на нефтебазы, автозаправочные станции и склады ГСМ по отводам МНПП регламентируется требованиями руководящего документа /62/ и настоящих Правил.

7.1.12. В целях контроля за состоянием отводов и предотвращения хищений нефтепродуктов после окончания перекачки по ним на пункты сдачи отводы, как правило, должны оставаться под избыточным давлением при разработке соответствующего регламента. Допускается в этих же целях делать видимые разрывы.

7.1.13. На каждый отвод составляется паспорт, в котором указываются технические характеристики, сведения о всех проводимых на нем работах по обследованию и ремонту.

7.2. Нефтепродуктопроводы, проложенные на территории городов и населенных пунктов

7.2.1. Прокладка нефтепродуктопроводов в городах и населенных пунктах допускается в исключительных случаях и должна соответствовать требованиям СНиП 2.05.13-90 "Нефтепродуктопроводы, прокладываемые на территории городов и других населенных пунктов".

7.2.2. На каждый нефтепродуктопровод, проложенный на территории городов или населенных пунктов и принятый в эксплуатацию, должен составляться паспорт, в котором указываются основные данные, характеризующие нефтепродуктопровод, а в последующем заносятся сведения о всех работах по его обследованию и ремонту.

7.2.3. Эксплуатация и ремонт нефтепродуктопроводов, проложенных на территории городов и населенных пунктов, должны производиться по специальным НТД (правилам, РД, инструкциям), разработанным с учетом специфических условий их работы, обслуживания и ремонта (близость строений, насаждений и деревьев; ограниченная величина полосы отвода земли; наличие сооружений и сетей, пересекающих нефтепродуктопроводы или проходящих в одном техническом коридоре и т.д.). В этих НТД должны быть указаны требования к периодичности и организации контроля рабочих параметров НПП, проведению осмотров и диагностирования технического состояния, требования к технике и технологии выполнения ремонтных работ и другие требования с учетом специфики трубопроводов, проложенных в черте города и населенных пунктов, и местных условий.

7.2.4. Персонал, обслуживающий НПП, проложенные по территории городов и населенных пунктов, должен быть проинструктирован дополнительно об особенностях эксплуатации таких НПП и повышенных требованиях безопасности.

7.2.5. При наличии системы телемеханики работа узла подключения отвода к НПП, как правило, контролируется дистанционно из этого же диспетчерского пункта. В случае отсутствия системы телемеханики такой контроль осуществляется обходчиками или выездным оперативным персоналом.

7.2.6. На случай отказа дросселирующего устройства может быть предусмотрено автоматическое включение резервного дросселирующего устройства.

7.2.7. Запорная арматура на трубопроводах в черте города и населенного пункта должна управляться в соответствии с проектными решениями. В случае отсутствия телемеханики и образования течи в трубопроводе он должен быть отключен задвижкой на узле подключения к магистральному трубопроводу.

Ближайшие к месту утечки задвижки должны быть перекрыты в кратчайший срок.

7.2.8. Осмотр трассы трубопровода осуществляется периодически в соответствии с графиком, утвержденным руководителем ПС.

7.2.9. При проведении вблизи подземного нефтепродуктопровода работ по сносу или строительству зданий, сооружений или ремонту других подземных сооружений, а также при реконструкции дорожных покрытий и в других случаях, при которых возможны повреждения трубопровода, обходы его трассы должны проводиться ежедневно (если техническими условиями не предусмотрено иное).

7.2.10. Работники, совершающие осмотр, должны быть по возможности оснащены необходимыми средствами связи, обеспечивающими их взаимодействие с диспетчерским пунктом и выездными бригадами.

7.2.11. Отделения ОАО должны передавать местным органам власти информацию о прохождении трубопровода и местах пересечений с местными коммуникациями для нанесения на общий план подземных сетей.

7.2.12. В соответствии с положениями Правил охраны магистральных трубопроводов /28/ и других документов отделения ОАО согласуют с местными органами власти конкретные мероприятия и планы действий, связанные с обеспечением безопасной эксплуатации трубопровода, проходящего в черте города или населенного пункта, а также касающиеся совместных действий в условиях ЧС.

8. Водоснабжение

8.1. Водоснабжение перекачивающих станций и наливных пунктов осуществляется от водопроводных систем других предприятий, артезианских скважин или из местных водоемов.

8.2. Устройства систем водоснабжения должны соответствовать проекту и требованиям действующей НТД.

8.3. Контроль за качеством водоснабжения объектов МНПП в пределах обслуживаемой территории осуществляют местные органы и учреждения санитарно-эпидемиологической службы.

При хозяйственно-питьевом водоснабжении из открытых водоемов вода должна подвергаться бактериологическому анализу и хлорироваться.

8.4. Система водоснабжения должна обеспечивать подачу воды надлежащего качества и в необходимом количестве в соответствии с проектом и действующими нормами на производственные и бытовые объекты (сооружения, оборудование и жилпоселки), а также обеспечивать потребность в воде на пожаротушение. В случае выхода из строя резервного источника воды обстановка считается аварийной (если проектом не предусмотрено иное).

8.5. На вновь вводимых в эксплуатацию и реконструируемых ПС с резервуарными парками должно быть предусмотрено раздельное пожарное и промводоснабжение.

8.6. Противопожарное водоснабжение должно соответствовать требованиям проекта и действующей НТД, Рекомендаций по тушению нефти и нефтепродуктов в резервуарах /77/, Правил пожарной безопасности в РФ /118/ и Правил пожарной безопасности для предприятий АК "Транснефтепродукт" /121/.

8.7. Эксплуатация артезианских скважин (колодцев) осуществляется согласно инструкции по эксплуатации, которую обязана составить и приложить к исполнительной документации организация, соорудившая артезианскую скважину (колодец).

- 8.8. Входы в водонапорные башни, водонасосные, а также люки наземных и подземных водных резервуаров должны запираются. Ключи от замков должны храниться в установленных местах под ответственностью лиц, назначенных приказом руководителя объекта.
- 8.9. В водонасосных должна быть вывешена общая схема водоснабжения ПС, НП, ЛПДС с указанием номеров двигателей, насосов, колодцев, пожарных гидрантов и арматуры и т.д. В машинных залах водонасосных станций, в которых установлены насосы, входящие в системы пожаротушения, должны быть вывешены инструкции, определяющие порядок запуска и отключения этих насосов.
- 8.10. Все агрегаты водонасосных станций, за исключением находящихся в ремонте, должны быть в постоянной эксплуатационной готовности и проверяться в соответствии с утвержденным графиком, но не реже одного раза в десять дней, путем пуска на номинальную мощность. Результаты проверок должны заноситься в специальный журнал.
- 8.11. Все колодцы на сетях водоснабжения должны иметь указатели с обозначением вида сети и номера колодца (техническая вода, питьевая, пожаротушение) с нанесением их на схему водоснабжения объекта.
- 8.12. За состоянием водоочистных сеток, водозаборных сооружений, колодцев, закрытых и открытых водоемов устанавливается систематический надзор. Ежегодно в летнее время должны детально обследоваться и очищаться от мусора и ила водозаборные трубы, гидранты, колодцы и каналы.
- 8.13. Сооружения, устройства и производственные здания системы водоснабжения должны осматриваться в сроки и в порядке, установленные соответствующими положениями и инструкциями, но не реже одного раза в 6 месяцев, с периодической очисткой систем водоподачи из артезианских скважин. Результаты осмотра и мероприятия по устранению обнаруженных неисправностей заносятся в журнал установленной формы.
- 8.14. Подготовка системы водоснабжения к эксплуатации в зимний период осуществляется в соответствии с предварительно разработанным планом мероприятий.

9. Теплоснабжение

- 9.1. Снабжение теплом зданий и сооружений объектов МНПП предусматривается проектом и может обеспечиваться от внешнего источника тепла или от собственной котельной.
- 9.2. Котельную сооружают в соответствии с проектом и требованиями действующей НТД. Эксплуатация объектов теплоснабжения организуется в соответствии с действующей НТД и инструкциями.
- 9.3. Регистрация, техническое обслуживание, ремонт и наладка систем защит, управления и автоматизации котлов производятся в соответствии с Правилами устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов.
- 9.4. Администрация подразделений ОАО организует обеспечение содержания в исправном состоянии котлов, паронагревателей, экономайзеров, трубопроводов пара и горячей воды.
- 9.5. К обслуживанию котла могут быть допущены лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование, обученные по соответствующей программе в учебном комбинате и имеющие удостоверение квалификационной комиссии на право обслуживания котлов.

Повторная проверка знаний персонала, обслуживающего котлы, должна проводиться периодически, но не реже одного раза в год. Внеочередная проверка знаний проводится в случаях: перевода на обслуживание котлов другого типа; котлов с другим видом топлива. При переводе персонала на обслуживание котлов, работающих на газообразном топливе, проверка его знаний осуществляется в порядке, установленном Правилами безопасности в газовом хозяйстве /123/ и Правилами устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов /37/.

Проверку проводит комиссия непосредственно на ЛПДС, ПС, НП.

9.6. К техническому надзору за монтажом объектов теплоснабжения допускаются специалисты организаций, имеющих соответствующую лицензию.

9.7. Законченные строительством объекты теплоснабжения должны соответствовать проекту и приниматься в промышленную эксплуатацию в соответствии с требованиями действующей НТД.

9.8. Пуск в работу вновь установленных котлов, подлежащих регистрации, производится при наличии разрешения соответствующего округа Госгортехнадзора России.

9.9. До пуска газа потребитель должен предъявить представителю газоснабжающей организации следующие документы:

- акт о приемке объектов газоснабжения;
- приказ о назначении лица, ответственного за газовое хозяйство котельной, должностную инструкцию на него;
- учрежденные производственные инструкции по обслуживанию сетей газоснабжения, газового оборудования и котлоагрегатов;
- исполнительные схемы газопроводов с нанесенными на них условными обозначениями газового оборудования и арматуры, присвоенными им номерами, которые должны соответствовать приведенным в производственных инструкциях и на оборудовании (арматуре);
- акт проверки исправности и очистки газоходов от завалов, золы и сажи;
- акт проверки устройств вентиляции;
- протоколы проверки знаний ИТР и обслуживающего персонала котельной;
- другую техническую и исполнительную документацию.

9.10. В каждой котельной должен быть график работы дежурного персонала, утвержденный руководством ЛПДС, ПС, НП. Замена одного дежурного другим допускается лишь с разрешения лица, утвердившего график.

9.11. Приемка и сдача смены во время пуска и остановки оборудования допускается только с разрешения начальника котельной или старшего оператора. Приемка и сдача смены во время ликвидации отказа и повреждения запрещается.

9.12. На рабочем месте старшего по смене должны быть вывешены утвержденные техническим руководителем ЛПДС, ПС или НП технологические схемы котельной и теплоснабжения потребителей. На рабочем месте также должны находиться необходимая производственная документация, телефон, часы.

9.13. Инструкции по эксплуатации составляют в соответствии с требованиями действующих правил на основе инструкций заводов-изготовителей и другой действующей НТД.

9.14. В инструкциях по эксплуатации оборудования должны быть указаны:

- состав и назначение обслуживаемого оборудования;

- порядок пуска, остановки и обслуживания во время нормальной эксплуатации и при аварийных режимах;
- порядок допуска ремонтного персонала к ремонту оборудования;
- требования по охране труда;
- противопожарные мероприятия и др.

9.15. К инструкции по эксплуатации котлов должны прилагаться режимные карты, составленные и утвержденные в установленном порядке.

9.16. Дежурный обязан вести наиболее экономичный режим работы оборудования в соответствии с инструкциями, режимными картами и распоряжениями руководства котельной, оперативными требованиями вышестоящего дежурного персонала.

9.17. В котельной должны вестись оперативно-эксплуатационные журналы:

- оперативный (сменный) журнал;
- журнал учета расхода топлива;
- журнал ремонтов по всем видам оборудования, сооружений и систем;
- журнал по подготовке котловой воды и другие.

9.18. Техническое обслуживание и ремонт систем автоматики теплоснабжения, как правило, выполняют представители специализированных организаций или наладочной группы отделения ОАО и работники объектов в соответствии с инструкциями заводов-изготовителей и НТД.

9.19. Ремонтные работы необходимо выполнять в условиях, исключающих возможность образования взрывоопасных или токсичных концентраций газов в рабочей зоне или газопроводах.

Работы, выполняемые в газоопасной среде либо в условиях возможного выхода газа из газопровода и агрегатов, считаются газоопасными, и их следует выполнять в соответствии с требованиями Правил безопасности в газовом хозяйстве /123/.

Наряды на проведение газоопасных работ регистрируются в специальном журнале.

К наряду выдается план, где указывают последовательность проведения работ, расстановку людей, потребность в механизмах и приспособлениях, предусматривают мероприятия, обеспечивающие безопасность работ.

9.20. Работы по ликвидации аварий на газопроводах, питающих котлы, организуют в установленном порядке согласно Правилам безопасности в газовом хозяйстве /123/.

9.21. Техническое обслуживание и ремонт организуется эксплуатационно-ремонтным персоналом по графикам, составленным в соответствующем подразделении (цехе, службе) и утвержденным руководством производственного отделения.

9.22. Капитальный ремонт котельного оборудования, как правило, выполняют специализированные организации. Документация по капитальному ремонту оборудования должна быть утверждена заказчиком и согласована с ответственным руководителем работ исполнителя.

9.23. В котельной необходимо следить за правильным водным режимом котлов, а также работой других систем в соответствии с правилами Госгортехнадзора России.

9.24. В подразделениях ОАО разрабатываются инструкции по обслуживанию оборудования, подготовке и растопке котла с учетом особенностей его конструкции, вида топлива, схемы трубопроводов, расположения арматуры, способа подачи топлива, а также рекомендаций завода-изготовителя.

10. Вентиляция производственных помещений

10.1. Производственные помещения должны быть оборудованы вентиляцией, с помощью которой в зоне пребывания работников должна обеспечиваться воздушная среда, соответствующая санитарно-гигиеническим нормам и требованиям взрывобезопасности.

10.2. Вентиляция подразделяется на естественную (аэрация) и механическую.

Механическая вентиляция по способу организации воздухообмена может быть общей и местной, а по характеру работы - приточной, приточно-вытяжной и вытяжной.

10.3. Размещение вентиляционных установок в помещениях должно выполняться согласно проекту и требованиям действующей НТД.

10.4. Во время наладочных работ на вновь смонтированных вентиляционных установках и системе определяются фактические параметры их работы и путем регулировки эти параметры доводятся до проектных значений.

10.5. Результаты испытания вентиляционных систем должны быть оформлены актом и занесены в паспорт вентиляционной установки.

10.6. Приемка и ввод в эксплуатацию вентиляционных установок производятся в соответствии с требованиями действующей НТД.

10.7. Вентиляционные установки обслуживают работники, назначенные в установленном порядке приказом по ЛПДС, ПС, НП.

Оперативный персонал должен проводить осмотры вентиляционных систем в соответствии с должностной инструкцией, но не реже одного раза в смену, с занесением результатов осмотра в журнал эксплуатации.

Проверку эффективности вентиляционных систем, обслуживающих помещения, необходимо производить по графику, утвержденному главным инженером отделения ОАО, но не реже одного раза в два года. Результаты проверок должны быть занесены в паспорт на вентиляционную установку.

Техническое обслуживание и ремонт вентиляционных систем проводятся в соответствии с графиком ППР, утвержденным главным инженером отделения ОАО.

10.8. При отсутствии автоматического управления вентиляция должна работать постоянно. В этом случае при пуске насосной станции вентиляционные системы включают за 15 минут до пуска вспомогательного оборудования; кроме того, вытяжные вентиляторы отдельных помещений класса В-1а, имеющие отметку пола ниже отметки земли (канализационные насосные станции, помещение регуляторов давления и т.п.), - за 15 минут до входа обслуживающего персонала в эти помещения.

Кнопки ручного управления вентиляционными системами располагают в соответствии с проектом у входа в помещение.

Цепи управления основных насосных агрегатов должны быть заблокированы с работой соответствующих вентиляционных систем.

10.9. Помещения, предназначенные для вентиляционного оборудования (камеры, калориферные), должны закрываться на замок, а на их дверях вывешиваться таблички с надписями, запрещающими вход посторонним лицам. Использовать эти помещения для целей, не связанных с их назначением, не допускается.

Общее техническое руководство и контроль за эксплуатацией, а также за своевременным и качественным ремонтом вентиляционных систем возлагаются на службы главного механика отделения ОАО.

10.10. Ответственность за исправное состояние, правильное действие и организацию технического обслуживания и ремонта вентиляционных установок возлагается на технического руководителя ЛПДС, ПС, НП.

10.11. В случае выхода из строя или недостаточной эффективности вентиляции в производственных помещениях, где могут выделяться пары нефтепродуктов, обслуживающий персонал должен действовать в соответствии с положениями действующих инструкций.

11. Канализация и очистные сооружения

11.1. На ЛПДС, ПС и НП магистральных нефтепродуктопроводов используются совмещенная или раздельная (производственно-дождевая и хозяйственно-бытовая) канализации.

11.2. Количество сточных вод, отводимых в канализацию, не должно превышать величины, рассчитанной по Укрупненным нормам водопотребления и водоотведения на нефтебазах, перекачивающих станциях магистральных нефтепродуктопроводов и наливных пунктах /144/.

11.3. Не допускается сбрасывать в сеть канализации осадки от зачистки резервуаров, фильтров-грязеуловителей и другого технологического оборудования.

Отвод размытых осадков должен производиться в соответствии с проектом и требованиями действующей НТД.

11.4. Все колодцы на сетях канализации должны иметь указатели с обозначением сети и номера колодца в соответствии с исполнительной схемой, утвержденной техническим руководителем ОАО.

11.5. На комплекс канализационных сетей и очистных сооружений должен быть составлен паспорт, в котором регистрируются эксплуатационные параметры комплекса и сведения о всех работах по техническому обслуживанию и ремонту в процессе эксплуатации.

11.6. Сооружения для очистки сточных вод состоят из песколовков, нефтеловушек, флотационных установок, фильтров, прудов-отстойников и т.д. Они должны обеспечивать степень очистки, предусмотренную проектом.

Точки и условия сброса очищенных сточных вод определяются на этапе сбора исходных данных перед проектированием в соответствии с техническими условиями.

11.7. Рекомендуются принимать меры по уменьшению количества загрязненных нефтепродуктами сточных вод, поступающих в канализацию.

11.8. Расположение места выпуска сточных вод должно согласовываться в установленном порядке.

11.9. Все помещения, расположенные ниже уровня высоких грунтовых вод, необходимо периодически осматривать. Водоотливные механизмы, установленные в этих помещениях, должны находиться в постоянной готовности к действию.

11.10. До начала паводка вся ливнеотводная сеть должна быть осмотрена и подготовлена к пропуску вод; проходы кабелей, труб и другие каналы, расположенные ниже уровня высоких грунтовых вод, должны быть закрыты и уплотнены, а откачивающие механизмы проверены и подготовлены к работе.

11.11. При подготовке к зиме обслуживающий персонал обязан проверить состояние колодцев с гидравлическими затворами на канализационной сети; при необходимости выполнить ремонт, очистку и утеплить.

11.12. Производственно-дождевая канализация на всем протяжении должна быть закрытой и выполнена из негорючего и стойкого к воздействию сточных вод материала.

11.13. Сеть производственно-дождевой канализации внутри обвалования резервуаров должна иметь устанавливаемые в специальных колодцах хлопушки с тросовым управлением, выведенным за обвалование резервуаров. Нормальное положение хлопушек - закрытое.

11.14. Гидравлические затворы устанавливаются в соответствии с проектом.

Уровень гидравлического затвора должен соответствовать проекту.

11.15. Для сохранения расчетной пропускной способности канализационных коммуникаций необходимо осуществлять периодическую очистку канализационной сети от осевших в ней осадков.

Очистку проводят периодически по графику.

Аварийную очистку производят в случае закупорки канализационной сети.

Работы по очистке всех видов канализации должны проводиться по наряду-допуску на выполнение работ с повышенной опасностью, оформленному в установленном порядке.

11.16. Эксплуатация очистных сооружений осуществляется аттестованным персоналом в соответствии с действующей НТД.

11.17. Эксплуатационный персонал должен регулярно следить за работой очистных сооружений, узлов, задвижек, коммуникаций, механизмов, измерительных приборов и т.п. и обеспечивать контроль за качеством поступающих и выходящих из отдельных сооружений сточных вод.

Особое внимание необходимо уделять работе канализационных коммуникаций и сооружений в зимнее время.

12. Электроснабжение

12.1. На объектах МНПП в качестве основного вида энергии используется электрическая энергия.

В отдельных случаях для привода основного оборудования (насосов) могут применяться газотурбинные двигатели и двигатели внутреннего сгорания, для привода вспомогательного оборудования - собственные источники электроснабжения.

12.2. Схемы электроснабжения объектов МНПП состоят из внешнего и внутреннего электроснабжения. К внешнему электроснабжению относятся кабельные и воздушные линии электропередачи напряжением 6, 10, 35, 110 кВ; силовые трансформаторы напряжением 35 и 110/6, 10 кВ; открытые распределительные устройства (ОРУ) напряжением 35 - 110 кВ.

Электроустановки внешнего электроснабжения, как правило, передаются на баланс территориальных энергосистем.

К внутреннему электроснабжению относятся: питающие линии напряжением 6, 10 кВ (кабельные или воздушные); закрытые распределительные устройства (ЗРУ), КРУ напряжением 6, 10 кВ; комплектные трансформаторные подстанции (КТП) напряжением 6, 10/0,4 кВ; щиты станции управления (ЩСУ); распределительная и коммутационная аппаратура; распределительные сети силовых и осветительных установок.

К системе электроснабжения линейной части МНПП относятся кабельные, воздушные линии электропередачи и трансформаторные подстанции, питающие электроприводы линейных задвижек, средств электрохимической защиты, а также устройства и приборы линейной телемеханики.

12.3. Границы обслуживания между элементами внешнего электроснабжения устанавливаются в договоре на отпуск и потребление электроэнергии.

12.4. Категории потребителей электроэнергии определяются проектом.

12.5. На насосных станциях и наливных пунктах проектом может быть предусмотрен резервный автономный источник электроснабжения потребителей I категории по надежности (задвижки пожаротушения, котельная, операторная, технологические задвижки станции) от двигателя внутреннего сгорания.

12.6. Все электроустановки должны быть выполнены согласно проекту в соответствии с требованиями действующих ПУЭ /34/.

12.7. Трассы кабельных линий необходимо прокладывать с учетом условий эксплуатации в местах, исключающих влияние высоких температур, попадание на них нефтепродуктов, воды, а также возможность механических повреждений.

12.8. Вводы и выходы кабельных линий из взрывоопасных помещений должны быть выполнены в соответствии с проектом, требованиями действующей НТД и ПУЭ /34/.

12.9. Основными задачами службы энергоснабжения отделения ОАО являются:

- обеспечение исправного состояния электрооборудования объектов МНПП;
- соблюдение удельных норм расхода электроэнергии;
- совершенствование организации эксплуатации электроустановок;
- анализ затрат по статье издержек на электроэнергию и разработка предложений и мер по их снижению;
- своевременное и качественное планирование и проведение планово-предупредительных ремонтов;
- разработка и внедрение мероприятий по экономии энергоресурсов.

12.10. В своей деятельности персонал, обслуживающий электроустановки, должен руководствоваться действующими нормативными документами и должностными инструкциями.

12.11. Объекты магистральных нефтепродуктопроводов - потребители электроэнергии (ЛПДС, НП, ПС) должны иметь надежные каналы связи с диспетчерскими пунктами энергосистем.

12.12. На каждом объекте МНПП - потребителе электроэнергии из числа специально подготовленного электротехнического персонала, имеющего специальное электротехническое образование, после проверки знаний "Правил эксплуатации электроустановок потребителей" /33/ и присвоения соответствующей группы по электробезопасности приказом руководителя отделения ОАО назначается лицо, ответственное за электрохозяйство, а также лицо, его замещающее.

12.13. Техническое обслуживание и ремонт электроустановок проводятся в соответствии с производственными инструкциями, утвержденными главным инженером отделения ОАО, ОАО, инструкциями заводов - изготовителей электрооборудования, Правилами эксплуатации электроустановок потребителей /33/ и другими документами.

12.14. Основным документом, по которому организуется работа по техническому обслуживанию и ремонту электроустановок, является годовой план-график ППР. Он составляется с охватом каждой единицы оборудования и всех объектов. Потребность в материалах, запасных частях, комплектующих изделиях определяется по дефектным ведомостям.

12.15. Ремонтно-восстановительные подразделения службы энергоснабжения отделения ОАО, ОАО должны иметь необходимые для выполнения ремонтных и аварийно-восстановительных

работ на электрооборудовании технические средства, материалы, запасные части, комплекты приспособлений, оснастки и нестандартного оборудования согласно утвержденным нормативам оснащенности ремонтных подразделений и бригад.

12.16. Обслуживающий персонал должен быть обеспечен комплектом защитных средств в соответствии с Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей /124/.

12.17. На объектах МНПП должен быть организован учет электроэнергии.

12.18. В ОАО и его отделениях должен быть организован учет аварий и электротравматизма, а также их анализ и профилактика. Организация расследования, учета и анализа аварий и случаев электротравматизма должна соответствовать требованиям отраслевых и государственных нормативных документов.

13. Защита магистральных нефтепродуктопроводов от коррозии

13.1. Металлические сооружения нефтепродуктопровода согласно проекту должны быть защищены от коррозии (почвенной, вызываемой блуждающими токами, атмосферной и др.).

13.2. Защита металлических сооружений от почвенной коррозии комплексно: защитными покрытиями (пассивная защита) и средствами электрохимической защиты (активная защита) в соответствии с НТД.

Пассивная и активная защита от коррозии предусматриваются проектом.

13.3. Места установки и средства электрохимической защиты (ЭХЗ) определяются проектом по результатам изысканий (обследования).

13.4. Включение средств электрохимической защиты с момента укладки участков нефтепродуктопровода (сооружения) в грунт должно обеспечиваться в минимальные сроки, как правило, не превышающие один месяц. Дренажную защиту следует включать в работу одновременно с укладкой участков МНПП (сооружения) в грунт.

13.5. Защищаемый средствами ЭХЗ магистральный нефтепродуктопровод должен представлять собой единую систему гальванически связанных частей. Для повышения эффективности электрохимической защиты на отдельных участках могут предусматриваться изолирующие вставки или соединения (фланцы, муфты и т.п.). Необходимость, места установки и требования к ним определяются проектом и действующей нормативно-технической документацией.

13.6. Средства ЭХЗ должны обеспечивать поляризационные (защитные) потенциалы на всем протяжении защищаемых сооружений в пределах согласно проекту и действующей НТД.

13.7. Электрический дренаж на подземных трубопроводах необходимо проводить при минимальном среднем значении дренажного тока, обеспечивающем защиту трубопровода.

13.8. При совместной защите подземных металлических инженерных сооружений (трубопроводов и кабеля связи) подключение их к средствам электрохимической защиты осуществляют в соответствии с проектом.

13.9. Анодные заземления и протекторы следует устанавливать в соответствии с проектом ниже глубины промерзания грунта в местах с наименьшим удельным сопротивлением. Места подключения кабеля к анодному заземлению должны быть обозначены на местности опознавательным знаком.

13.10. Станции катодной и дренажной защиты должны иметь ограждения, предупредительные плакаты и надписи, указывающие номер и километр трассы, видимые при обслуживании линейной части с наземного и воздушного транспорта.

13.13. Для установок катодной защиты, питающихся электроэнергией от воздушных линий электропередачи, следует предусматривать грозозащитные устройства. Работать на этих установках во время грозы категорически запрещается.

13.14. Эксплуатацию средств ЭХЗ нефтепродуктопроводов от коррозии, а также контроль за коррозионным состоянием подземных металлических сооружений осуществляют службы ЭХЗ ОАО, отделений ОАО, которые в своей работе руководствуются действующей НТД и должностными инструкциями.

13.15. Методическое и организационно-техническое руководство службами электрохимической защиты ЛПДС и отделений осуществляет производственный отдел (служба) ЭХЗ нефтепродуктопроводов ОАО.

13.16. В ведении персонала службы ЭХЗ нефтепродуктопроводов от коррозии находятся: средства электрохимической защиты с ограждениями; станции катодной защиты (СКЗ), станции дренажной защиты (СДЗ), протекторные установки, электрические перемычки трубопровода, изолирующие фланцы и т.д.;

средства контроля за коррозионным состоянием эксплуатируемых нефтепродуктопроводов и металлических сооружений в соответствии с проектом;

контрольно-измерительные приборы;

контрольно-измерительные пункты и т.д.

13.17. Линии электропередачи напряжением 0,23; 0,4; 6 и 10 кВ, трансформаторные подстанции и высоковольтное оборудование эксплуатирует и обслуживает служба главного энергетика, на которую возлагается ответственность за бесперебойную подачу электроэнергии к станциям катодной защиты.

13.18. Служба электрохимической защиты должна иметь:

мастерские для ремонта средств ЭХЗ;

специальное и вспомогательное оборудование, приборы, инструменты, материалы и средства защиты для безопасного ведения работ в соответствии с Нормами технической оснащенности производственных антикоррозионных служб управлений магистральных нефтепродуктопроводов /138/;

передвижные лаборатории ЭХЗ.

13.19. Основные задачи службы ЭХЗ:

обеспечение оптимальных режимов эксплуатации установленных средств ЭХЗ в целях защиты от коррозии подземных металлических сооружений;

техническое обслуживание устройств ЭХЗ в соответствии с требованиями действующей НТД и инструкциями;

составление графиков ППР средств ЭХЗ и обеспечение их своевременного выполнения;

ведение технической документации на средства ЭХЗ по установленной форме;

контроль за монтажом и наладка вновь вводимых в эксплуатацию средств ЭХЗ;

внедрение мероприятий, повышающих надежность и долговечность применяемых средств ЭХЗ;

контроль коррозионного состояния действующих нефтепродуктопроводов, коммуникаций ПС и резервуаров, выявление участков неполной защиты и принятие мер по защите их от коррозии;

визуальный контроль за изоляционным покрытием и поверхностью металла труб в шурфах, открываемых в наиболее опасных в коррозионном отношении местах, или контроль их состояния с помощью приборов с составлением соответствующих документов, отражающих состояние трубопроводов и эффективность действия защиты;

контроль электрометрического контакта "труба - земля" при пересечениях МНПП железных и автомобильных дорог;

контроль за производством работ и состоянием изоляционного покрытия строящихся и ремонтируемых нефтепродуктопроводов;

представление сведений для планирования и определения объемов капитального ремонта нефтепродуктопроводов и резервуаров.

13.20. Коррозионное состояние подземных металлических сооружений определяют в контрольно-измерительных пунктах, устанавливаемых в соответствии с проектом через каждый километр вдоль всей трассы нефтепродуктопровода, а также:

в местах подключения средств ЭХЗ;

на переходах через водные преграды, автомобильные и железные дороги (с самостоятельным выводом от трубопровода и футляра), пересечениями с другими трубопроводными системами, кабельными и электрическими линиями, имеющими собственную защиту, и участками повышенной агрессивности грунтов в соответствии с проектом.

13.21. Поляризационные (защитные) потенциалы необходимо измерять два раза в год: весной и осенью.

13.22. Электрические измерения проводятся по графику, утвержденному главным инженером отделения ОАО, а также во всех случаях изменения схем и режимов работы устройств ЭХЗ или электрифицированных участков железных дорог, изменения режима работы этих участков, сооружения новых или реконструкции действующих металлических сооружений и устройств ЭХЗ в зоне нефтепродуктопровода.

13.23. Проверку работы устройств ЭХЗ следует осуществлять в соответствии с требованиями НТД на конкретные виды сооружений в предусмотренные ей сроки.

13.24. Сведения о работе, причинах отказа катодных и дренажных установок, показания приборов и результаты измерения разности потенциала "сооружение - земля" в точке дренажа необходимо записывать в журнал контроля работы, находящийся в шкафу СКЗ.

Полученные данные в течение дня передаются руководителю службы ЭХЗ отделения ОАО для записи в сводный журнал работы средств ЭХЗ. Один раз в квартал сведения о работе средств ЭХЗ передают руководителю ОАО.

13.25. Периодичность технического обслуживания и ремонта средств ЭХЗ определяется рекомендациями завода-изготовителя, особенностями грунтов и составляет:

техническое обслуживание - не реже одного раза в месяц для установок дренажной и катодной защиты с дистанционным контролем; не реже двух раз в месяц - для установок катодной защиты, не оборудованных дистанционным контролем, катодных выводов в контрольно-измерительных пунктах на точках дренажа и анодных заземлителей; не реже четырех раз в месяц - для установок ЭХЗ, не оборудованных дистанционным контролем, в зоне блуждающих токов;

текущий ремонт - два раза в год для установок протекторной защиты; один раз в год - для остальных установок и оборудования ЭХЗ;

капитальный ремонт - один раз в пять лет для установок дренажной защиты, катодных выводов и контрольно-измерительных пунктов; один раз в 8 - 10 лет для установок катодной и протекторной защиты и в других случаях.

Срок проведения капитального ремонта анодных заземлителей определяется по данным электрометрических измерений катодных станций и сопротивления анодного заземления.

13.26. Контроль за техническим обслуживанием средств ЭХЗ, качеством выполняемых работ и правильностью заполнения журналов осуществляется ИТР служб ЭХЗ ОАО, отделения ОАО, эксплуатирующего МНПП, раз в квартал с записью в журнале результатов проверки и контроля.

13.27. При выполнении работ, связанных с электрическими измерениями на подземных сооружениях, а также работ по монтажу, ремонту и наладке устройств ЭХЗ, следует руководствоваться Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей /124/.

13.28. К выполнению работ по эксплуатации устройств ЭХЗ с питанием от сети напряжением до 1000 В допускаются лица, имеющие квалификационную группу по технике безопасности не ниже III и сдавшие экзамены в установленном порядке.

13.29. При эксплуатации устройств ЭХЗ обслуживающий персонал должен быть обеспечен индивидуальными защитными средствами согласно ПУЭ /34/ и Правилам техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей /124/.

13.30. Электрохимическая защита магистральных нефтепродуктопроводов, других трубопроводов и кабелей связи, проложенных параллельно, принадлежащих разным ведомствам, осуществляется в соответствии с проектом и требованиями действующей НТД.

13.31. Документация по контролю состояния электрохимической защиты и защитного покрытия подлежит хранению в течение всего периода эксплуатации трубопровода.

14. Защита от статического электричества и молниезащита

14.1. Сооружения МНПП должны быть защищены от прямых ударов молнии, ее вторичных проявлений и статического электричества, возникающего в процессе движения нефтепродуктов.

Защита от статического электричества нефтепродуктопроводов, расположенных на наружных эстакадах, должна быть выполнена в соответствии с проектом и отвечать требованиям действующих нормативных документов: Инструкции по устройству молниезащиты зданий и сооружений /148/, Правил защиты от статического электричества в производствах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности /129/, Правил пожарной безопасности для предприятий АК "Транснефтепродукт" /121/.

14.2. Максимальные скорости движения электризующихся жидкостей в трубопроводах и емкостях в зависимости от электрических свойств жидкости и значений допустимой напряженности электрического поля в газовом пространстве емкости ограничиваются положениями действующих Правил технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту /31/, Правил технической эксплуатации нефтебаз /38/ и других документов.

14.3. Заземляющие устройства для защиты от статического электричества могут объединяться с заземляющими устройствами электрооборудования и должны соответствовать проекту и требованиям ПУЭ /34/.

При применении неармированных или неэлектроприводных рукавов требуется применять специальную обвивку при условии обязательного соединения арматуры рукава или обвивки с заземленным трубопроводом и металлическим наконечником рукава.

14.4. Для защиты от статического электричества все металлическое оборудование, относящееся к одному сооружению, - резервуары, трубопроводы, сливно-наливные устройства, расположенные внутри и вне помещений, предназначенные для транспортирования, хранения и отпуска нефтепродуктов, должны представлять непрерывную электрическую цепь, которая должна быть присоединена к контуру заземления в соответствии с проектом не менее чем в 2 точках.

14.5. Каждый отдельный аппарат, являющийся источником интенсивного возникновения опасных потенциалов статического электричества (сливно-наливные устройства, насосы и т.д.), 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.

14.6. Заземление резервуаров должно быть выполнено в соответствии с проектом и НТД.

14.7. Трубопроводы должны заземляться в начале, конце и точках всех ответвлений.

14.8. На сальниковых компенсаторах и шарнирных соединениях должны быть установлены шунтирующие перемычки из гибкого многожильного провода. Сечение заземляющих проводников определяется проектом.

14.9. Металлические эстакады должны быть электрически соединены с проходящими по ним трубопроводами через каждые 200 - 300 м и заземлены в начале и в конце с сопротивлением не выше 100 Ом.

14.10. Рельсы железнодорожных путей в пределах сливно-наливного фронта должны быть электрически соединены между собой и присоединены к заземляющему устройству, не связанному с заземлением электротяговой сети.

14.11. Заземляющие токоотводы на объектах протяженностью более 25 м должны прокладываться на расстояниях не реже чем через каждые 25 м.

14.12. Резиновые или изготовленные из неэлектропроводных материалов рукава и металлические наконечники, предназначенные для налива (слива) нефтепродукта в железнодорожные цистерны и суда, должны быть заземлены снаружи или внутри рукава медной многожильной гибкой проволокой диаметром не менее 2 мм, с шагом витка не более 10 см и припайкой одного конца ее к металлическим частям сливно-наливной коммуникации, а другого - к наконечнику рукава.

14.13. Отсоединять и присоединять кабели заземления во время сливно-наливных операций запрещается.

14.14. Во избежание опасности искровых разрядов наличие на поверхности незаземленных электропроводящих плавающих предметов не допускается.

14.15. Запрещается проведение работ внутри емкости, где возможно создание взрывоопасных, паро- и газозвудушных смесей, в комбинезонах, куртках и другой верхней одежде из электризующихся материалов. Работы допускается проводить только в спецодежде.

14.16. Для защиты резервуаров от наведенного потенциала вследствие электромагнитной индукции все подведенные к резервуару трубопроводы, металлическая броня кабелей и другие протяженные металлические конструкции, расположенные на расстоянии 10 см и менее друг от друга, должны быть соединены через каждые 25 - 30 м металлическими перемычками установленного проектом сечения.

14.17. Во время грозы запрещается приближаться к молниеотводам ближе чем на 4 м, о чем должны извещать вывешенные около резервуаров и отдельно стоящих молниеотводов предупредительные таблички. После каждой грозы или сильного ветра все устройства молниезащиты должны быть осмотрены и обнаруженные повреждения немедленно устранены.

14.18. При эксплуатации молниезащитных устройств необходимо систематически наблюдать за их состоянием; график ППР наряду с текущим и капитальным ремонтами устройств молниезащиты должен предусматривать периодическую проверку их состояния, которая должна проводиться:

- для зданий и сооружений I и II категории - 1 раз в год перед началом грозового сезона;
- для зданий и сооружений III категории - не реже 1 раза в 3 года.

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

14.20. Приемка средств защиты от статического электричества и молниезащиты должна осуществляться одновременно с приемкой технологического оборудования в соответствии с проектом и действующей НТД. На каждое заземляющее устройство должен быть заведен паспорт.

14.21. Ответственность за состояние устройств защиты от статического электричества и молниезащиты несет служба главного энергетика, а также руководители соответствующих участков, цехов, служб, в ведении которых находятся установки. Ответственные лица обязаны обеспечить эксплуатацию и ремонт устройств защиты в соответствии с действующими нормативными документами.

14.22. Осмотр и текущий ремонт защитных устройств необходимо проводить одновременно с осмотром и текущим ремонтом технологического оборудования, электрооборудования и электропроводки;

измерение электрических сопротивлений заземляющих устройств для защиты от статического электричества должно проводиться 1 раз в год - летом в период наибольшего просыхания или зимой - в период наибольшего промерзания почвы одновременно с проверкой заземления электрооборудования установок в соответствии с Правилами эксплуатации электроустановок потребителей /33/ и Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей /124/, а также после каждого ремонта оборудования.

14.23. Быстроизнашивающиеся узлы защитных устройств (защитное оборудование сливно-наливных шлангов и т.д.) должны постоянно контролироваться, своевременно подвергаться ремонту и обновляться.

14.24. Заземляющие устройства защиты от статического электричества на нефтеналивных причалах и судах подвергаются осмотрам и испытаниям в объемах и в сроки, установленные нормативной документацией для этого вида оборудования.

15. Производственная связь

15.1. Производственная связь в ОАО АК "Транснефтепродукт" является единой и неделимой, а ОАО "Телекомнефтепродукт" и его подразделения проводят единую техническую политику в области связи. Только ОАО "Телекомнефтепродукт" предоставляет акционерным обществам компании по заключаемым договорам услуги производственной связи, организует и эксплуатирует производственную связь, осуществляет проектирование, строительство, техперевооружение и реконструкцию, наладку и ремонт средств связи, аренду недостающих услуг связи у сторонних организаций и ведомств.

Производственная связь системы МНПП компании делится на:

15.1.1. Общепроизводственную связь компании с входящими в нее акционерными обществами (подразделениями), включающую в себя:

- телефонную связь;
- документальную связь;
- передачу данных.

Общепроизводственная связь может включать в себя:

- диспетчерскую связь;
- видеоконференцсвязь.

15.1.2. Внутрипроизводственную связь акционерных обществ компании с входящими в ОАО структурными подразделениями (производственными отделениями магистральных нефтепродуктопроводов), эксплуатирующими магистральные и распределительные нефтепродуктопроводы, а также с их структурными подразделениями (ЛПДС, ППС, НП, РСУ и др.), различными технологическими объектами. Внутрипроизводственная связь включает в себя:

- диспетчерскую связь;
- телефонную связь;
- документальную связь.

Может включать в себя:

- передачу данных;
- видеоконференцсвязь;
- связь с подвижными объектами;
- передачу сигналов телеизмерения, телесигнализации, телеуправления объектов магистральных и распределительных нефтепродуктопроводов (при наличии систем телемеханики, пожарной и охранной сигнализации), за исключением эксплуатации оконечных устройств ТМ;
- передачу сигналов пожарной и охранной сигнализации (в том числе в производственных помещениях насосных, блоков регуляторов и резервуарных парков), за исключением эксплуатации датчиков сигнализации и ручных пожарных извещателей.

15.2. Система производственной связи магистральных и распределительных нефтепродуктопроводов состоит из линейных и станционных сооружений.

К линейным сооружениям относятся магистральные кабельные и радиорелейные линии связи, соединительные и местные линии связи промышленных площадок, необслуживаемые усилительные пункты (НУП).

К станционным сооружениям относятся обслуживаемые узлы связи, радиорелейные и спутниковые станции с антенно-фидерными системами и энергосооружениями.

15.3. Линии производственной связи входят в состав линейных сооружений магистральных и распределительных нефтепродуктопроводов, служат для централизованного управления и являются технической базой для системы управления трубопроводным комплексом.

- в местах отвода трассы кабеля от нефтепродуктопровода к усилительным пунктам и на углах поворота трассы кабеля;

- при пересечении кабелем железных и автомобильных дорог, водных преград, трубопроводов, воздушных и кабельных линий электропередачи и связи с обеих сторон от преграды.

Указательные столбики не устанавливаются в местах размещения контрольно-измерительных пунктов нефтепродуктопровода и контрольно-измерительных пунктов кабельных линий связи (места установок их следует предусматривать совмещенными для кабеля и нефтепродуктопровода).

15.5. Граница подводного кабеля устанавливается соответственно границе подводного перехода нефтепродуктопровода.

15.6. Защита кабельной линии производственной связи от электрохимической коррозии предусматривается совместно с защитой нефтепродуктопровода. Для кабельной линии, удаленной от нефтепродуктопровода на расстояние более 40 метров, может устанавливаться самостоятельная защита.

15.7. Линейные устройства и линии связи должны быть оборудованы защитой от влияния соседних и пересекающих их линий электропередачи и защитой их от грозовых разрядов согласно "Правилам устройства электроустановок" /34/.

Кабельные линии связи, расположенные на расстоянии более 10 метров от нефтепродуктопровода в грозоопасных районах, должны иметь специальную грозозащиту.

15.8. Диспетчерская связь должна резервироваться и действовать круглосуточно. При отсутствии связи более двух часов перекачка по нефтепродуктопроводу должна быть прекращена.

15.9. Отдельный руководящий состав компании, ОАО и его структурных подразделений (руководители, главные инженеры, заместители, главные энергетики, главные механики) дополнительно должен иметь служебный квартирный телефон.

15.10. Пункты управления технологическими объектами магистральных и распределительных нефтепродуктопроводов в соответствии с проектом должны иметь возможность выхода на общегосударственную сеть Минсвязи РФ, связанные с ними подразделения энергосистем, местные подразделения МЧС РФ и пожарной охраны.

15.11. На территории взрывоопасных объектов (насосный цех, резервуарный парк, наливная эстакада и т.п.) телефонные аппараты и вводы телефонных линий должны иметь взрывозащищенное исполнение.

15.12. ОАО "Телекомнефтепродукт" и его подразделения должны разрабатывать, утверждать в установленном порядке и выполнять оргтехмероприятия, направленные на поддержание устойчивой, надежной и бесперебойной работы системы производственной связи.

Мероприятия должны включать в себя:

- оснащение узлов связи источниками резервного электропитания (аккумуляторные, дизель-электрические агрегаты, бензоэлектрические установки);

- обеспечение подразделений связи в необходимом количестве автотранспортом, землеройной техникой, эксплуатационным запасом кабеля и расходных материалов, измерительными

приборами, инструментом, запасными частями, спецодеждой, нормативно-технической документацией;

- укомплектование подразделений (при ликвидации аварий) аварийным автотранспортом, аварийным запасом кабеля и расходных материалов;
- периодические осмотры кабельных линий связи согласно графику;
- предупредительные осмотры и ремонты линейных сооружений и станционных устройств;
- внеочередные осмотры линейных сооружений при появлении гололеда, при производстве земляных и иных работ вблизи кабельных линий связи.

15.13. Все работы по обслуживанию и ремонту средств связи, сопровождающиеся их временным отключением (для контрольных измерений, ремонтных работ и т.д.), должны согласовываться с ОАО.

15.14. При возникновении повреждения, вызвавшего отсутствие связи, дежурный технический персонал подразделения связи обязан:

- определить характер повреждения (линейное или станционное);
- по возможности обеспечить замену поврежденной цепи или оборудования;
- организовать производственную связь по резервным или обходным каналам (в первую очередь диспетчерскую);
- организовать и выполнить работы по ликвидации повреждения и восстановления связи;
- после ликвидации повреждения произвести контрольные измерения цепей и каналов связи.

15.15. ОАО "Телекомнефтепродукт" и его подразделения должны принимать участие в подготовке планов ликвидации возможных аварий на МНПП и их ликвидации.

15.16. О всех возникших отказах (повреждениях, авариях) средств связи, повлекших прекращение связи, работники подразделений связи должны немедленно доложить диспетчеру ОАО "Телекомнефтепродукт" и диспетчеру ОАО, эксплуатирующего МНПП, а также оперативному диспетчеру обслуживаемых подразделений МНПП. Каждый случай простоя связи должен быть тщательно расследован с привлечением заинтересованных лиц.

16. Организация приема, транспортирования, отгрузки и сдачи нефтепродуктов

16.1. Управление технологическими операциями на нефтепродуктопроводном транспорте

16.1.1. Управление приемом, перекачкой, отгрузкой и поставками нефтепродуктов, транспортируемых по нефтепродуктопроводам, осуществляют:

- головная организация нефтепродуктопроводного транспорта (ОАО АК "Транснефтепродукт") - в пределах ОАО АК;
- диспетчерские службы ОАО, эксплуатирующих МНПП, - в пределах ОАО;
- районные диспетчерские службы производственных отделений ОАО - в пределах отделения ОАО;
- местные диспетчерские пункты (МДП) - в пределах площадки и обслуживаемого участка МНПП.

16.1.2. Головная организация нефтепродуктопроводного транспорта (ОАО АК "Транснефтепродукт"):

совместно с ОАО решает и координирует вопросы оптимальной загрузки системы трубопроводов, задачи планирования приема и транспортирования по нефтепродуктопроводам и отгрузки нефтепродуктов на НП или сдачи их на попутные пункты

потребления на основе заявок грузоотправителей, утвержденных мощностей и графиков проведения ППР МНПП;

организует контроль и обеспечение ресурсами оптимальных режимов системы и отдельных магистральных нефтепродуктопроводов;

организует контроль за учетом, приемом, перекачкой, отгрузкой и сдачей нефтепродуктов с обеспечением сохранности качества нефтепродуктов в пределах стандартов на них.

16.1.3. ОАО через аппарат и диспетчерскую службу ОАО:

выполняет оперативное управление, диспетчеризацию и контроль за приемом, перекачкой, отгрузкой, сдачей нефтепродуктов по каждому участку МНПП и наливным пунктам в пределах ОАО;

контролирует режимы работы эксплуатируемых МНПП;

ведет учет движения нефтепродуктов с учетом сортности по отдельным нефтепродуктопроводам и резервуарным паркам;

организует и контролирует выполнение мероприятий по сокращению количества аварийных остановок отдельных нефтепродуктопроводов и ПС, а также организует расследование и выяснение их причин, принятие мер по их предупреждению;

контролирует своевременность предоставления остановок МНПП на планово-предупредительные ремонты в соответствии с утвержденным графиком и для проведения необходимых работ.

16.1.4. Отделение ОАО через диспетчерскую службу ПО:

выполняет непосредственное управление и контроль за технологическими процессами приема, перекачки и поставок нефтепродуктов, оптимизацию режимов работы нефтепродуктопроводов, ПС, НП и т.д. в пределах установленных границ, выполняет мероприятия по сокращению неплановых остановок оборудования;

ведет учет движения нефтепродуктов с учетом сортности по отдельным нефтепродуктопроводам и резервуарным паркам в пределах установленных границ.

16.1.5. ПС, НП и т.д. через МДП или из операторной:

осуществляет непосредственное управление технологическими объектами ПС, НП и т.д.;

ведет первичный учет количества и качества принимаемых, перекачиваемых, отгружаемых, сдаваемых и находящихся на хранении нефтепродуктов.

16.1.6. Диспетчерские службы ОАО, эксплуатирующих нефтепродуктопроводы, обеспечивают управление работой диспетчерских и оперативных служб различных отделений ОАО и объектов магистральных нефтепродуктопроводов, в том числе входящих в различные отделения ОАО и ОАО.

16.1.7. Переключения объектов нефтепродуктопроводов и оборудования ПС, НП и т.д. по каналам телемеханики, а также переключения в резервуарных парках должны регистрироваться в диспетчерских службах НП, ПО, ОАО автоматически или в оперативных журналах. При управлении объектами по каналам телемеханики нефтепродуктопроводы и оборудование ПС, НП и т.д. не могут быть выведены из работы или резерва без разрешения и регистрации диспетчера МДП, диспетчерских служб ПО ОАО и ОАО, кроме случаев явной угрозы жизни людей, а также в аварийной ситуации.

16.1.8. Регистрацию и оперативный контроль основных технологических параметров, предусмотренных технологическими картами и инструкциями, на всех уровнях управления, включая диспетчерскую службу ОАО, осуществляют не реже чем через 2 часа.

16.1.9. Работники диспетчерских пунктов всех уровней управления в своей деятельности руководствуются:

настоящими Правилами технической эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов;
должностными инструкциями для дежурных диспетчеров и операторов;
регламентами нефтепродуктопроводов;
технологическими картами нефтепродуктопроводов, ПС и резервуарных парков;
картами уставок технологических защит;
инструкциями по приему, отгрузке, сдаче и учету перекачиваемых нефтепродуктов;
инструкцией по осуществлению последовательной перекачки нескольких сортов нефтепродуктов по трубопроводу;
графиками плановых остановок магистральных нефтепродуктопроводов;
планами по ликвидации аварий;
правилами по охране труда и пожарной безопасности;
другими предусмотренными должностными инструкциями НТД.

16.1.10. Работу оперативно-диспетчерской службы следует оформлять записями:

в суточном диспетчерском листе (журнале);
в журнале распоряжений и оперативных телефонограмм;
в журнале учета последовательной перекачки;
в журнале учета отказов и повреждений оборудования и трубопроводов;
в журнале оперативного учета движения нефтепродуктов;
в журнале приема-сдачи вахты.

Дежурный персонал несет ответственность за аккуратное ведение и хранение указанных документов.

Для персонала пунктов управления всех уровней в зависимости от оснащенности их специальным оборудованием могут быть предусмотрены иные документы, фиксирующие деятельность персонала этих пунктов, а также формы ведения документов и отчетности электронными средствами и передачи их по корпоративной сети.

16.1.11. В диспетчерских службах ОАО, ПО, НП должны иметься следующие чертежи и схемы в масштабах, удобных для пользования:

подробный профиль трасс эксплуатируемых МНПП с ситуацией, нанесением подключения распределительных трубопроводов, отводов;
максимально допустимых давлений по участкам трубопровода, схемы трубопроводов с обозначением задвижек и ответвлений;
технологические схемы объектов с обозначением номеров задвижек, резервуаров, основных агрегатов с указанием марок насоса;
технологические карты (регламенты) эксплуатируемых МНПП;
технологические схемы объектов поставщиков и потребителей нефтепродуктов, связанных с работой эксплуатируемых магистральных нефтепродуктопроводов;
другие предусмотренные инструкциями и распоряжениями документы.

Названные документы могут находиться в составе паспортов на нефтепродуктопроводы.

16.2. Корпоративная сеть

16.2.1. Корпоративная сеть ОАО "АК "Транснефтепродукт" объединяет локальные вычислительные сети и удаленные рабочие станции акционерных обществ. Обмен информацией внутри корпоративной сети осуществляется по выделенным каналам связи.

Использование каналов связи, обеспечивающих работу корпоративной сети, для других целей запрещается.

16.2.2. Производственная деятельность и взаимоотношения персонала, эксплуатирующего корпоративную сеть ОАО "АК "Транснефтепродукт", регламентируются соответствующими инструкциями по обслуживанию оборудования, должностными инструкциями, приказами и распоряжениями.

16.2.3. Контроль за состоянием и эксплуатацию корпоративной сети ОАО "АК "Транснефтепродукт" обеспечивает обслуживающий сеть персонал ОАО АК и оперативно подчиняющиеся ему соответствующие подразделения открытых акционерных обществ ОАО "АК "Транснефтепродукт".

16.2.4. Подразделения ОАО "Телекомнефтепродукт", обеспечивающие корпоративную сеть ОАО "АК "Транснефтепродукт" каналами связи, в вопросах переключения этих каналов, постановки их на измерения параметров и других действий с ними, могущих повлиять на работу корпоративной сети, оперативно соподчиняются работникам аппарата ОАО АК, ответственным за работу сети, и подразделениям акционерных обществ, обеспечивающих работу периферийной части корпоративной сети.

16.2.5. Все виды работ на оборудовании сети и связи, а также вмешательство в программные средства, обеспечивающие функционирование корпоративной сети ОАО АК, должны письменно согласовываться с ОАО АК.

16.2.6. Работники исполнительного аппарата компании и акционерных обществ, обеспечивающие работу корпоративной сети и обслуживание каналов передачи данных, несут ответственность в установленном порядке за вмешательство в работу корпоративной сети без получения разрешения.

16.3. Обязанности оперативного персонала

16.3.1. К оперативному персоналу по управлению приемом, перекачкой, отгрузкой и сдачей нефтепродуктов относится персонал диспетчерских служб ОАО, ПО, МДП, операторных ПС, НП и т.д.

16.3.2. Персонал диспетчерских служб ОАО, ПО, МДП, операторных входит в состав производственной диспетчерской службы, работает в соответствии с отдельным расписанием (посменно).

16.3.3. Руководителями смены назначаются соответственно: дежурные диспетчеры и сменный персонал МДП.

16.3.4. Работа оперативного персонала осуществляется в соответствии с утвержденным графиком.

16.3.5. Каждый дежурный, приступая к работе, должен принять смену от предыдущего дежурного, а после работы сдать смену следующему дежурному. Уход с дежурства без сдачи смены запрещается.

16.3.6. При приеме и сдаче смены оперативный персонал в зависимости от уровня управления обязан:

ознакомиться с текущим состоянием оборудования резервуаров, технологических трубопроводов, схемами и режимами работы трубопроводов и оборудования на вверенном участке в объеме, установленном должностной инструкцией;
ознакомиться со всеми записями предыдущего дежурства;

оформить прием смены путем записи в журнале или ведомости за своей подписью и (или) подписью сдавшего дежурного или другим предусмотренным должностной инструкцией образом.

16.3.7. Каждый дежурный - лицо, ответственное за ведение технологического процесса приема, перекачки, отгрузки и сдачи нефтепродуктов в соответствии с предусмотренными проектом и инструкциями режимами, а также контролирующее эксплуатационные параметры трубопроводов, резервуаров и технологического оборудования на вверенном ему участке и соответствие этих параметров значениям, предусмотренным картами режимов, уставок, инструкциями и т.д.

Дежурный диспетчер подчиняется непосредственно старшему диспетчеру и руководителю соответствующего структурного подразделения без права передачи информации третьим лицам.

16.3.8. Руководители, начальники цехов и служб, дежурные диспетчеры имеют право в пределах своих полномочий отстранять от дежурства или заменять другими работников, не выполняющих своих обязанностей или не имеющих возможность их выполнять по состоянию здоровья.

16.3.9. При нарушении режима работы нефтепродуктопроводов, отказах или повреждениях технологического оборудования, в аварийных ситуациях оперативный персонал обязан немедленно принять меры к восстановлению нормального режима работы объектов или действовать в соответствии с инструкциями.

При этом оперативный персонал должен немедленно сообщить о происшедшем вышестоящему оперативному лицу и руководителю объекта, далее руководствоваться их указаниями и имеющимися инструкциями.

16.3.10. Распределение обязанностей между оперативным персоналом и действия при пуске и остановке оборудования, аварийной ситуации и во время ликвидации аварий должно быть регламентировано должностными и другими инструкциями и планом ликвидации аварий.

16.3.11. Функции, права, обязанности и ответственность персонала диспетчерских служб ОАО, ПО, МДП и операторной в полном объеме определяются соответствующими каждому уровню управления должностными инструкциями.

16.4. Режим работы магистральных нефтепродуктопроводов

16.4.1. Технологический режим МНПП должен обеспечивать перекачку нефтепродуктов с пропускной способностью, предусмотренной проектом, с наименьшими потерями, а также безопасную эксплуатацию оборудования, резервуаров и трубопроводов.

16.4.2. Расчетное время работы магистральных нефтепродуктопроводов без учета их остановок на профилактику, обслуживание и текущий ремонт принимают равным 350 сут., или 8400 ч в год. На обслуживание оборудования и текущий ремонт предусматривается 360 ч в год, или 15 сут.

16.4.3. Технологический процесс перекачки нефтепродуктов по трубопроводам в зависимости от принятых проектных решений и технико-экономических показателей оборудования и объектов МНПП может осуществляться по трем основным схемам:

перекачка "из насоса в насос";

перекачка "с подключенными резервуарами";

перекачка из резервуара.

16.4.4. Технологический режим перекачки нефтепродуктов по магистральному нефтепродуктопроводу определяется принятыми на этапе проектирования значениями следующих основных параметров:

максимально допустимым рабочим давлением на нагнетании насосов (на коллекторе, до регулирующего устройства);

максимально допустимым рабочим давлением на нагнетании ПС (после регулирующего устройства);

максимально и минимально допустимыми рабочими давлениями на приеме насосов; наибольшей и наименьшей вязкостью и температурами нефтепродуктов, закачиваемых в трубопровод.

Технологические режимы перекачки приводятся в картах режимов МНПП, которые разрабатываются в ОАО с учетом данных технологических карт эксплуатации резервуаров и параметров насосных агрегатов; они являются одними из основных документов, которыми руководствуются в работе оперативно-диспетчерский персонал и диспетчерские пункты.

16.4.5. Режим работы нефтепродуктопровода должен соответствовать проекту, регламенту (картам режимов) и обеспечивать равномерность перекачки.

16.4.6. Температура закачиваемых в трубопровод нефтепродуктов должна соответствовать требованиям действующих нормативных документов (ГОСТ 1510-84).

16.4.7. Самотечные участки МНПП после прекращения перекачки по ним нефтепродуктов должны находиться под избыточным давлением (без распрессовки).

16.5. Последовательная перекачка

16.5.1. Перекачка нескольких нефтепродуктов или их разных видов по одному нефтепродуктопроводу может осуществляться последовательно с соблюдением требований по сохранению их качества; основные требования к последовательной перекачке приведены в Инструкции по технологии последовательной перекачки нефтепродуктов по магистральным нефтепродуктопроводам /61/.

16.5.2. Основными параметрами последовательной перекачки являются: последовательность подачи различных нефтепродуктов или их видов в трубопровод, способ контактирования, величина партий нефтепродуктов, условия разделения партий на конечном пункте.

16.5.3. Последовательность закачки разных нефтепродуктов в МНПП должна устанавливаться с учетом основных свойств, определяющих их качество, чтобы допустимые концентрации примеси одного смежного продукта в другом были наибольшими по своей величине.

16.5.4. Время закачки и объемы партий нефтепродуктов, закачиваемых с головных ПС, определяются работниками диспетчерской службы отделения ОАО совместно со специалистом по качеству с учетом минимального смесеобразования, обеспечения полного исправления образующихся смесей и согласовываются с товаротранспортным отделом ОАО. Переход от одного нефтепродукта на другой производится только по разрешению диспетчера ОАО.

16.5.5. Сброс нефтепродуктов по отводам (на нефтебазы, АЭС и т.д.) производится по разрешению дежурного диспетчера. Сброс нефтепродуктов из зоны смеси на попутные пункты сброса запрещается, кроме случая, когда объем сбрасываемых нефтепродуктов обеспечивает полное исправление нетоварной смеси за счет запаса их качества.

16.5.6. Последовательная перекачка может осуществляться одним из следующих способов:

прямым контактированием;
с разделителем.

Способ последовательной перекачки определяется проектом при строительстве и реконструкции МНПП и обосновывается технико-экономическими показателями. В настоящее время при организации последовательной перекачки нефтепродуктов по нефтепродуктопроводам наибольшее распространение получил метод прямого контактирования.

Организация последовательной перекачки

- 16.5.7. Для организации последовательной перекачки должен быть выполнен комплекс необходимых организационно-технических мероприятий, обеспечивающих ее проведение, а также составлена утвержденная руководством ОАО инструкция.
- 16.5.8. При плановых и вынужденных остановках перекачки границу раздела нефтепродуктов по возможности следует располагать на участках, где смесеобразование будет минимальным, учитывая профиль трассы.
- 16.5.9. На каждую партию перекачиваемых нефтепродуктов лабораторией головной ПС составляется и передается диспетчеру отделения ОАО карта закачки, в которой указываются последовательность подключения резервуаров, высота взлива и качественные характеристики нефтепродуктов.
- 16.5.10. О времени закачки очередной партии с характеристикой контактирующих нефтепродуктов диспетчер отделения ОАО сообщает на промежуточные и конечные пункты.
- 16.5.11. При организации и проведении последовательной перекачки должны быть предусмотрены:
- контроль за прохождением смеси в трубопроводе;
 - контроль качества нефтепродуктов.
- 16.5.12. На перекачивающих станциях и наливных пунктах в тех случаях, когда нет УКП, должны быть контрольные пункты для наблюдения за последовательной перекачкой, а в местах приемки и реализации смеси - выносные контрольные пункты (за 10 - 15 км до пункта приемки и реализации смеси). Прохождение смеси по трубопроводу можно контролировать теми приборами, которые обеспечивают определение концентрации одного нефтепродукта в другом с абсолютной погрешностью не более 2,5%.
- 16.5.13. Основным режимом перекачки является перекачка "из насоса в насос". При необходимости разрешается перекачка нефтепродуктов с подключенным резервуаром на ПС. При этом технологическая схема станции должна исключать возможность подмешивания нефтепродуктов из тупиковых линий и "карманов" перед задвижками. Транзитная перекачка смеси через ПС должна производиться только на режиме "из насоса в насос". За 3 ч до подхода смеси к ПС резервуары на этих станциях отключаются от трубопровода и насосной.
- 16.5.14. При последовательной перекачке на участках переходов через водные преграды резервная нитка перехода должна быть отключена. Данные о времени отключения резервной нитки и о нефтепродукте, находящемся в ней, вносятся в журнал диспетчера ПО ОАО.
- 16.5.15. При организации последовательной перекачки различных видов, групп и марок нефтепродуктов в целях уменьшения смесеобразования следует:

скорость перекачки выбирать максимально возможной;
самотечность участков устранять регулированием давления на соответствующих участках;
за основной режим перекачки принять работу перекачивающих станций "из насоса в насос";
перекачку нефтепродуктов осуществлять, как правило, партиями не менее 15 тыс. т для трубопроводов диаметром 500 мм и 7 тыс. т для трубопроводов диаметром 350 мм.

16.5.16. Последовательную перекачку с разделителями можно выполнять по трубопроводам, сужения и повороты которых не препятствуют прохождению разделителей.

16.5.17. В диспетчерских пунктах нефтепродуктопроводов должен быть заведен журнал, в котором фиксируют не реже чем через 2 ч места нахождения смеси или разделителей и другие данные, необходимые для контроля последовательной перекачки.

Прием и раскладка смесей на приемном пункте

16.5.18. Прием и раскладка смесей на приемном пункте производится по карте раскладки, составленной персоналом товарной службы на основании полученных от головной ПС данных о качестве закачанных нефтепродуктов и результатов контроля за прохождением смеси на предпоследнем пункте с учетом нарастания объема смеси на последнем участке МНПП, в соответствии с НТД /57, 61, 76/.

16.5.19. Переключения задвижек резервуаров при раскладке смеси и нефтепродуктов производятся по командам товарного оператора.

16.5.20. Потери от смешения нефтепродуктов сверх нормативов относят на счет виновных лиц.

В случае, когда виновники не установлены, потери от смешения и связанные с этим затраты возмещаются за счет подразделений ОАО.

16.6. Условия приема и сдачи нефтепродуктов

16.6.1. Условия приема и поставок нефтепродуктов, порядок замера количества и определения качества нефтепродуктов, а также порядок взаиморасчетов устанавливаются в договорах, заключаемых на определенный срок заказчиками и ОАО, эксплуатирующими МНПП (или ОАО "АК "Транснефтепродукт").

Внимание:

Условия приема, транспортирования и сдачи нефтепродуктов на экспорт должны регламентироваться требованиями нормативных документов таможенных органов Российской Федерации и ОАО "АК "Транснефтепродукт", а также требованиями действующей Инструкции по учету нефтепродуктов на МНПП /76/.

16.6.2. Прием нефтепродуктов производится партиями в соответствии с ГОСТ или ТУ на них.

16.6.3. При последовательной перекачке в связи с особенностями технологии, цикличностью работы трубопровода производится накопление односортных нефтепродуктов нескольких поставщиков для образования минимальной партии.

График сдачи может быть откорректирован по согласованию сторон, но не позднее чем за пять дней до планируемого месяца.

16.6.4. Прием для накопления и транспорта нефтепродуктов, вызывающих внутреннюю коррозию металла трубопроводов и резервуаров, не допускается.

16.6.5. Нефтепродукты принимаются и поставляются в единицах массы.

16.6.6. Прием и сдачу нефтепродуктов осуществляют путем перекачки их по нефтепродуктопроводам, отгрузки на железнодорожный, водный (морской, речной), автомобильный транспорт или путем приема в начальном пункте и последующей сдачи

нефтепродуктов в конечном пункте в резервуарах ПСП или резервуарах принимающей стороны (нефтебазы). Схема приема или сдачи нефтепродуктов предусматривается в договоре.

16.6.7. Прием нефтепродуктов к транспортированию в начальном пункте и сдача их в пункте назначения производятся по измерениям в резервуарах, транспортных средствах или по коммерческим узлам учета с составлением акта приема-сдачи установленной формы /76/.

Производить прием и сдачу нефтепродукта одновременно из одного и того же резервуара, а также по резервуарам, имеющим просроченные градуировочные таблицы, запрещается.

16.6.8. Стационарные и переносные пробоотборники, используемые для отбора проб из резервуаров и трубопроводов, должны соответствовать требованиям НТД.

16.6.9. Технологическая обвязка и запорная арматура резервуаров и узлов учета должны быть технически исправны и не допускать перетока и утечки нефтепродуктов.

16.7. Учет количества нефтепродуктов

16.7.1. Учет количества нефтепродуктов ведется с целью оперативного управления работой МНПП (оперативный учет) и для получения объективных данных для составления бухгалтерской отчетности и учетной документации, используемой при учетно-расчетных операциях (коммерческий учет).

16.7.2. Количество нефтепродуктов на МНПП учитывают в соответствии с порядком, установленным Инструкцией по учету нефтепродуктов на магистральных нефтепродуктопроводах /76/. Учетное время в системе ОАО "АК "Транснефтепродукт" - 6.00 ч московского времени.

16.7.3. Учет количества нефтепродуктов осуществляется в весовых единицах - тоннах. Массу нефтепродуктов при проведении учетно-расчетных операций и инвентаризации наличия нефтепродуктов определяют методами, регламентированными ГОСТ 26976-86 /103/.

При определении объема и массы нефтепродуктов результаты расчетов округляют и записывают: объема - до 0,001 куб. м (1 л), массы - до 0,001 т (1 кг).

16.7.4. Оперативный учет нефтепродуктов необходимо вести одновременно на всех пунктах трубопровода, связанных с перекачкой, с интервалом не реже чем через 2 ч. Результаты измерений записывают в журнал и сообщают диспетчеру.

16.7.5. Фактическое наличие нефтепродуктов на ПС и НП учитывают ежедневно по состоянию на 6.00 ч московского времени. Инвентаризация наличия нефтепродуктов должна проводиться не реже одного раза в месяц. При этом учитываются все остатки нефтепродуктов, находящиеся в резервуарах, магистральных и технологических трубопроводах.

16.7.6. Нормативные потери собственных нефтепродуктов, определенные в соответствии с действующими нормами естественной убыли, могут списываться за счет издержек обращения. Сверхнормативные потери списываются в установленном порядке.

Нормативные потери от естественной убыли нефтепродуктов заказчиков, начисленные в соответствии с действующими нормами, оговариваются в договорах.

16.7.7. При учете нефтепродуктов необходимо оформлять по установленной Инструкцией по учету нефтепродуктов на МНПП /76/ документы:

- о приеме (сдаче) нефтепродуктов на головных, промежуточных и конечных пунктах;
- о потерях нефтепродуктов;
- о результатах инвентаризации нефтепродуктов и др.

16.7.8. На все резервуары, магистральные трубопроводы, отводы и технологические трубопроводы на территории ПС и НП должны быть составлены и утверждены в установленном порядке градуировочные таблицы.

16.7.9. Средства измерений, применяемые при оперативном учете нефтепродуктов, подлежат калибровке.

16.7.10. Все средства измерений и методики выполнения измерений, применяемые при коммерческом учете нефтепродуктов, подлежат государственному метрологическому контролю и надзору.

16.8. Контроль качества нефтепродуктов

16.8.1. Контроль качества нефтепродуктов осуществляется в соответствии с РД 152-39.4-034-98 /57/.

16.8.2. Контроль за продвижением партий различных нефтепродуктов по МНПП и отводам на нефтебазы, прием и раскладка смесей осуществляются с помощью приборов, принцип действия которых основан на разности свойств перекачиваемых нефтепродуктов. При отсутствии автоматических приборов контроль последовательной перекачки осуществляется отбором проб вручную с последующим их анализом. В отобранных пробах определяются содержание воды, механических примесей, плотность, температура вспышки дизтоплива, температура конца кипения бензина (при необходимости и другие показатели) и проверяется сходимость результатов по резервуарам. При обнаружении расхождений выясняются причины и принимаются меры по устранению расхождений.

16.8.3. Контроль качества нефтепродуктов осуществляется лабораторией, аттестованной в установленном порядке.

16.8.6. При возникновении разногласий в оценке качества нефтепродуктов между потребителем, поставщиком и заводом-изготовителем основанием для решения вопроса являются результаты анализов арбитражных (контрольных) проб.

16.8.7. При осуществлении последовательной перекачки в системе МНПП контроль качества в ходовых пробах и резервуарах производится в соответствии с РД 153-39.4-034-98 /57/.

16.8.8. В случае длительного хранения нефтепродукта в резервуарах проводятся контрольные анализы качества нефтепродуктов в соответствии с РД 153-39.4-034-98 /57/ с целью определения соответствия нефтепродукта требованиям ГОСТ (ТУ). Периодичность контрольных анализов должна составлять: для бензина - не реже одного раза в шесть месяцев, дизельного топлива - не реже одного раза в год.

Объемы контролируемых показателей качества принимаются согласно действующей Инструкции /57/ в системе ОАО "АК "Транснефтепродукт".

16.8.9. При сдаче нефтепродуктов по МНПП или отгрузке с наливных пунктов к акту приема-сдачи прилагается паспорт качества. Паспорт заполняется по всем показателям ГОСТ или ТУ на нефтепродукт в соответствии с результатами анализов. Значения показателей, не определяемых лабораторией, проставляются по заводскому паспорту качества (по требованию заказчиков), о чем делается отметка в паспорте. Допускается, по согласованию с заказчиком, заполнять паспорт качества по показателям, определяемым только в лаборатории предприятий ОАО МНПП. При сдаче покупателю топлива для реактивных двигателей к паспорту, выдаваемому лабораторией, прилагается паспорт завода-изготовителя.

16.8.10. Организацию и проведение работ по контролю и обеспечению сохранности качества нефтепродуктов осуществляют службы контроля качества, товаротранспортная и эксплуатации ОАО и ОАО АК.

16.8.11. Отвечают за качество отпускаемого нефтепродукта непосредственно руководители ОАО и ответственные за качество нефтепродуктов в соответствии с должностными инструкциями.

17. Технические средства автоматизированного управления магистральными нефтепродуктопроводами

17.1. Общие требования к эксплуатации

17.1.1. Технические средства автоматизированного управления МНПП должны соответствовать требованиям проекта и действующей НТД /42, 43/.

17.1.2. К техническим средствам автоматизированного управления магистральными нефтепродуктопроводами относятся средства автоматики (А), телемеханики (ТМ), вычислительной техники (ВТ) и средств связи (СС).

17.1.3. Объем автоматизации технологических объектов МНПП определяется проектом и техническими условиями заводов - изготовителей оборудования.

17.1.4. Автоматизация насосных агрегатов должна обеспечивать защиту от:

падения давления в системе смазки;

повышенной утечки нефтепродуктов через торцевые и сальниковые уплотнения;

повышения температуры подшипников насоса, двигателя, возбuditеля; корпуса насоса, воздуха на выходе из двигателя, обмоток двигателя (если это предусмотрено проектом);

падения избыточного давления воздуха в корпусе электродвигателя или в камере беспромвального соединения;

падения давления в системе охлаждения;

повышенной вибрации;

срабатывания электрической защиты двигателя;

неисправностей цепей управления масляным выключателем;

отсутствия питания схемы защиты;

значений других параметров в соответствии с проектом.

17.1.5. Автоматизация насосных, как правило, должна включать защиту от:

аварийной загазованности - превышения предельно допустимой концентрации паров нефтепродуктов в насосном зале, помещении регуляторов давления и т.д.;

пожара в насосной, помещении регуляторов давления, маслоприямке и т.д.;

затопления насосной;

аварийного (максимального) уровня в резервуарах сбора утечек;

предельно минимального давления на приеме ПС;

предельно максимального давления в коллекторе станции (до узла регулирования);

максимального давления на выкиде станции после узла регулирования;

минимального давления охлаждающей воды;

минимального давления воздуха в коллекторе системы подпора камер беспромвальных соединений;

других случаев, предусмотренных проектом.

При срабатывании защит от аварийной загазованности, пожара, затопления насосной и других, предусмотренных проектом, должны автоматически закрываться задвижки подключения станции к магистральному нефтепродуктопроводу (переключаться другие задвижки в соответствии с проектом).

17.1.6. Управление вентиляционными системами закрытых взрывоопасных помещений также должно осуществляться автоматически. Автоматизация систем приточно-вытяжной вентиляции в указанных помещениях должна дополнительно обеспечивать:

включение сигнализации и аварийного режима вентиляции от датчиков газоанализаторов при возникновении в контролируемом помещении концентрации паров нефтепродуктов, соответствующей значениям уставок по картам уставок технологических защит, утвержденным главным инженером ОАО или ПО ОАО;

включение резервных вентиляторов и сигнализации при неисправности основных.

17.1.7. Эксплуатацию технических средств автоматизированного управления (ТС АУ) МНПП осуществляет персонал службы автоматики, телемеханики и контрольно-измерительных приборов, информатики и связи, подразделений БПО, ЛПДС, ПС и НП.

17.1.8. В своей деятельности работники службы А, ТМ, контрольно-измерительных приборов руководствуются требованиями действующей НТД, ПУЭ, Правил эксплуатации электроустановок потребителей, Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей, Правил технической и безопасной эксплуатации средств А, ТМ и контрольно-измерительных приборов, должностными инструкциями, заводскими инструкциями по монтажу и эксплуатации средств А, ТМ и контрольно-измерительных приборов, настоящими Правилами.

17.1.9. Эксплуатация технических средств автоматизированного управления МНПП включает их оперативное и техническое обслуживание, а также ведение соответствующей технической документации (паспортов, формуляров и т.д.).

17.1.10. В соответствии с Положением о службе А, ТМ и контрольно-измерительных приборов и инструкциями персонал, обслуживающий технические средства автоматизированного управления МНПП, обязан:

ежедневно контролировать состояние и работу ТС АУ МНПП по записям дежурного оперативного персонала на объектах МНПП в журналах регистрации повреждений технических средств А, ТМ и контрольно-измерительных приборов;

немедленно принимать меры для выявления причин неисправностей и устранять повреждения в обслуживаемом оборудовании;

проводить проверки работоспособности и условий эксплуатации устройств А, ТМ и контрольно-измерительных приборов на объектах МНПП;

делать запись в эксплуатационном журнале обо всех работах, выполняемых на ТС АУ МНПП, о замеченных неисправностях ТС АУ МНПП, а также о результатах испытаний и проверок;

оформлять предусмотренную НТД документацию и отчеты, проводить анализ и разрабатывать мероприятия, направленные на совершенствование условий эксплуатации, ремонта и обслуживания средств А, ТМ и контрольно-измерительных приборов.

17.1.11. Для решения вопросов автоматизации и телемеханизации производственных процессов отделу автоматизации ОАО или отделения ОАО и производственному персоналу, обслуживающему ТС АУ, должны быть представлены соответствующими отделами ОАО или отделения ОАО технологические схемы, схемы размещения и основные характеристики

оборудования и других объектов, подлежащих автоматизации, карты уставок, логика управления, уставки и порядок срабатывания технологических и аварийных защит.

17.1.12. Контроль за разработкой (приобретением) и внедрением программных средств АУ МНПП осуществляется отделом автоматизации (информатики) совместно с отделом-заказчиком в соответствии с графиком, утвержденным главным инженером ОАО, отделения ОАО.

Каждый отдел несет ответственность за свою часть работ. Окончание работ (или этапов) должно быть зафиксировано протоколом, актом, записью в журнале и т.д.

17.1.13. Ответственность за сохранность и внешнее состояние технических средств автоматизированного управления МНПП несет обслуживающий оборудование персонал объекта, на котором они установлены.

17.1.14. Проверка срабатывания устройств защиты, блокировок и сигнализации должна проводиться в сроки, предусмотренные графиками, инструкциями заводов-изготовителей и другими НТД, но не реже одного раза в 3 месяца, а для автоматики котельных на газовом топливе - не реже одного раза в месяц с составлением акта или соответствующей записью в журнале проверок.

17.1.15. Исправность средств измерений и достоверность их показаний должны проверяться в соответствии с графиком ППР и метрологических поверок, а для КИП и автоматики котельных на газовом топливе, если инструкциями по их эксплуатации не регламентировано иное, - не реже одного раза в смену путем кратковременного отключения прибора и возврата показывающей стрелки на нуль или иным методом.

17.1.16. Техническое обслуживание и ремонт средств А, ТМ и контрольно-измерительных приборов должны выполняться в соответствии с требованиями Правил /43/ специально обученным персоналом, прошедшим проверку знаний правил их технической и безопасной эксплуатации и настоящих Правил, в соответствии с утвержденными графиками ППР или другими документами.

17.1.17. Электрические системы автоматической защиты, безопасности и средств А и контрольно-измерительных приборов должны обслуживаться в соответствии с требованиями Правил эксплуатации электроустановок потребителей и Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

17.1.18. Во взрывоопасных помещениях и наружных установках в соответствии с проектом применяются средства автоматики и контрольно-измерительные приборы, соответствующие требованиям Правил изготовления взрывозащищенного и рудничного электрооборудования (ПИБРЭ) /44/ и ПУЭ /34/, а также имеющие маркировку взрывозащиты, соответствующую категории и группе взрывоопасных смесей, которые могут возникнуть в данном помещении или вблизи наружной взрывоопасной установки.

Кабели автоматики, имеющие искробезопасные цепи, должны быть проложены отдельно от обычных цепей. Искробезопасные провода (цепи) при входе на клеммники щитов и приборов должны иметь синий цвет или окрашены в синий цвет.

17.1.19. При эксплуатации СА и контрольно-измерительных приборов во взрывозащищенном исполнении следует соблюдать специальные требования, предусмотренные действующей НТД и инструкциями заводов-изготовителей.

17.1.20. Ремонт взрывозащищенных ТС АУ МНПП производится в соответствии с требованиями технической документации заводов-изготовителей и действующих Правил

изготовления взрывозащищенного и рудничного электрооборудования (ПИБРЭ) /44/ силами службы А, ТМ и контрольно-измерительных приборов, если этот ремонт не затрагивает элементы взрывозащиты, в противном случае - сторонними организациями, имеющими на эти виды работ лицензию.

17.1.21. Запрещается в процессе эксплуатации на взрывозащищенном изделии изменять параметры взрывозащиты, заменять крепежный или прокладочный материал на другой, не соответствующий инструкциям завода-изготовителя.

17.1.22. Внутри аппаратуры не должно быть обрывов проводов, замыкания токоведущих частей между собой, ослабленных контактов и других повреждений, которые могут привести к потере работоспособности средств А и контрольно-измерительных приборов, а также к потере их взрывозащитных свойств.

17.2. Порядок приемки средств автоматики и телемеханики в эксплуатацию

17.2.1. Приемка технических средств автоматики и телемеханики производится в соответствии с требованиями действующей НТД.

17.2.2. Перед вводом в эксплуатацию технические средства автоматики и телемеханики должны пройти наладку и приемочные испытания.

17.2.3. Приемка средств А и ТМ осуществляется приемочной комиссией, назначенной в установленном порядке в соответствии с программой, составленной ответственным лицом по производству наладочных работ и утвержденной главным инженером отделения ОАО (ОАО). Комиссия проверяет:

выполнение объема и качество работ, предусмотренных проектом;

техническую документацию: проектную (чертежи, пояснительные записки и др.), заводскую (паспорта, инструкции) и исполнительную документацию по монтажным и наладочным работам, передаваемую эксплуатационному персоналу;

соответствие результатов выборочных измерений допустимым проектным значениям;

действие средств А, ТМ при пуске и остановке агрегатов, систем, аварийном отключении оборудования, регулировании;

телесигнализацию, телеизмерение, телеуправление, телерегулирование, телефонную связь и другие операции;

другие документы и смонтированное в соответствии с проектом оборудование.

17.2.4. В программе должны быть четко сформулированы действия персонала и результаты испытаний оборудования по проверяемым операциям. При положительных результатах измерений и проверок по их результатам составляются акты установленной формы, после чего главный инженер отделения ОАО отдает распоряжение об испытаниях и включении средств А, ТМ:

средства А и ТМ, непрерывно воздействующие на технологическое оборудование, должны отработать в проектном режиме без отказов не менее 72 часов.

Для средств А, ТМ, находящихся большую часть времени в режимах ожидания, время нахождения оборудования в пробном включении может быть установлено отдельно.

В необходимых случаях разрешение на эксплуатацию средств А и ТМ может быть получено от Госгортехнадзора России.

17.2.5. После успешного окончания испытаний приемочная комиссия рассматривает их результаты, подписывает приемо-сдаточный акт и принимает решение о вводе оборудования

А и ТМ в эксплуатацию или, в случае отказов оборудования во время проведения испытаний или его неисправности, назначает дату повторных испытаний.

18. Метрологическое обеспечение

18.1. Метрологическое обеспечение эксплуатации МНПП - совокупность мероприятий по правовому, организационно-методическому и техническому обеспечению единства и требуемой точности измерений при эксплуатации объектов МНПП и проведении операций учета, приема, отпуска, хранения и транспортирования нефтепродуктов.

18.2. Организация работ по обеспечению единства и требуемой точности измерений, а также осуществлению метрологического контроля и надзора за соблюдением метрологических норм и правил при эксплуатации МНПП возлагается на метрологическую службу ОАО АК.

18.3. Обеспечение единства и требуемой точности измерений при эксплуатации объектов МНПП, а также приеме, хранении, транспортировке и отпуске нефтепродуктов осуществляют метрологические службы ОАО, эксплуатирующих МНПП.

18.4. Метрологические службы ОАО АК и открытых акционерных обществ в своей деятельности руководствуются Законом Российской Федерации "Об обеспечении единства измерений", действующим законодательством Российской Федерации, нормативными документами Государственной системы обеспечения единства измерений и положениями о метрологической службе, согласованными с территориальными органами Госстандарта России.

18.5. Для надзора за измерительной техникой, установленной на объектах МНПП, в каждом акционерном обществе ОАО АК назначают главного метролога. Главный метролог несет ответственность за общее состояние, исправность и метрологическое обеспечение средств измерений на перекачивающих станциях, наливных пунктах и на трассе нефтепродуктопровода.

18.6. Ведомственный надзор за средствами измерений, применяемыми в ОАО АК, ведут метрологические службы (лаборатории) открытых акционерных обществ ОАО АК, аккредитованные Госстандартом России на право ремонта, поверки и/или калибровки.

18.7. К эксплуатации допускаются средства измерений, прошедшие государственные испытания и имеющие сертификат об утверждении типа средств измерений Госстандарта России.

18.8. Средства измерений, подлежащие государственному метрологическому контролю и надзору, подвергаются поверке органами Государственной метрологической службы.

18.9. Перечни групп средств измерений, подлежащих поверке, ежегодно утверждаются территориальным органом Госстандарта России.

Метрологическая служба ОАО ведет учет и паспортизацию всех средств измерений, эксплуатируемых в ОАО, и обеспечивает их поверку в установленные графиками сроки.

18.10. Положительные результаты поверки средств измерений должны быть удостоверены поверительным клеймом или свидетельством о поверке.

18.11. Средства измерений, не подлежащие поверке, подвергаются калибровке.

18.12. Калибровка средств измерений производится метрологическими службами юридических лиц с использованием эталонов, соподчиненных государственным эталонам единиц величин.

- 18.13. Результаты калибровки средств измерений удостоверяются калибровочным знаком, наносимым на средства измерений, или сертификатом о калибровке, а также записью в эксплуатационных документах (паспортах).
- 18.14. Ответственность за качество выполнения калибровочных работ несут метрологические службы ОАО, которые осуществляли калибровку средств измерений.
- 18.15. В составе метрологической службы ОАО могут создаваться самостоятельные лаборатории, аккредитуемые Госстандартом России на право проведения поверки или калибровки средств измерений.
- 18.16. Метрологические службы в ОАО проводят свою работу под методическим руководством службы главного метролога ОАО АК и базовых метрологических организаций в тесном взаимодействии с метрологическими службами других ОАО.
- 18.17. Контроль за деятельностью метрологических служб ОАО осуществляет главный метролог ОАО АК.
- 18.18. Государственный метрологический контроль и надзор за средствами измерений ОАО осуществляют государственные инспекторы по обеспечению единства измерений Российской Федерации и субъектов Российской Федерации.
- 18.19. Лиц, виновных в нарушении установленных Госстандартом России правил и норм содержания и применения средств измерений, руководство ОАО обязано привлекать к дисциплинарной ответственности в соответствии с действующим законодательством.
- 19.2. Требования к надежности основных объектов МНПП задаются генеральным заказчиком. Основные показатели надежности устанавливаются в задании на проектирование объекта.
- 19.3. Ответственность за полноту и обеспечение заданных показателей надежности объектов МНПП несут разработчики проектов, изготовители оборудования и строители.
- 19.4. Установленный на этапе проектирования уровень надежности объекта МНПП обеспечивается в процессе строительства, поддерживается в процессе эксплуатации и восстанавливается при ремонте.
- При строительстве уровень надежности обеспечивается:
- соблюдением проектных решений;
 - требуемым качеством выполнения строительно-монтажных работ и контролем за ним.
- На стадии эксплуатации основная задача в обеспечении надежности - поддержание установленных при проектировании и выдержанных при строительстве показателей надежности сооружений и оборудования, что обеспечивается путем:
- систематического контроля фактического уровня надежности оборудования и сооружений МНПП и сравнения его с требуемым;
 - соблюдения установленных действующей нормативно-технической и руководящей документацией регламентов эксплуатационных параметров, своевременного технического обслуживания и ремонта;
 - обеспечения необходимых объемов и качества выполняемых работ при ремонте объектов МНПП, своевременной модернизации.
- 19.5. Комплекс работ по выполнению перечисленных выше мероприятий должен включать:
- систематический учет и анализ причин отказов и повреждений оборудования и сооружений МНПП;
 - изучение условий эксплуатации и их влияния на фактическую надежность объектов МНПП;
 - подготовку эксплуатационного и ремонтного персонала;

периодическую диагностику и оценку технического состояния оборудования ПС, НП и линейной части МНПП;

оценку фактического и прогнозного уровня надежности объектов МНПП;

планирование организации, объемов, очередности и сроков ремонтного обслуживания оборудования и сооружений МНПП, обеспечение необходимыми запасными частями, материалами и т.д.;

проведение ТОР с необходимым качеством;

совершенствование методов и технологии ремонта;

разработку и выполнение мероприятий по обеспечению надежности объектов, контроль за их осуществлением.

19.6. Оценка технического состояния контролируемого объекта производится методами технической диагностики с учетом конкретных эксплуатационных условий, важности объекта и его требуемой надежности.

19.7. Определение остаточного ресурса и предельных рабочих параметров МНПП производится по специальным методикам с учетом данных статистической обработки результатов периодических измерений толщины стенки на контрольных отрезках обследуемого трубопровода, старения металла труб и других факторов.

19.8. Контроль качества наружных изоляционных покрытий МНПП следует проводить в соответствии с требованиями действующей НТД (ГОСТ 25812-83 "Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии").

19.9. Требования к системе противокоррозионной защиты приведены в разделе 13.

19.10. Требования к системе технического обслуживания и ремонта линейной части и площадочных сооружений изложены в соответствующих разделах настоящих Правил (2 - 7).

19.11. Требования к обеспечению производственной связью, автоматизации и телемеханизации производственных процессов изложены в разделах 15 и 17.

19.12. Подразделения, отвечающие за надежность работы оборудования и сооружений, должны осуществлять регистрацию и анализ причин отказов и повреждений, подготовку рекламаций, планов и графиков технического обслуживания и ремонта, разрабатывать и совершенствовать методы технического обслуживания и ремонта, принимать участие в определении фактических показателей надежности эксплуатируемых объектов, сооружений, оборудования на основе данных диагностирования, а также статистических данных, разрабатывать, организовывать и контролировать выполнение мероприятий по поддержанию их надежности.

Эти подразделения руководствуются в своей деятельности проектной и исполнительной документацией, государственными стандартами, методическими указаниями Госстандарта России и других организаций, отраслевыми руководящими документами и другими материалами по вопросу надежности, утвержденными в установленном порядке.

19.13. Расследование и учет аварий, отказов и повреждений объектов МНПП производятся согласно Инструкции по техническому расследованию, учету аварий и повреждений объектов магистральных нефтепродуктопроводов и списанию безвозвратных аварийных потерь нефтепродуктов /68/.

20. Техническая диагностика

20.1. Требования к техническим средствам диагностирования МНПП

20.1.1. Основным назначением технических средств диагностирования является обеспечение выполнения задач:

определение технического состояния объектов МНПП (линейного участка, резервуара, оборудования) с установленной достоверностью и точностью диагностирования;

поиск дефектов и повреждений;

сбор данных для прогнозирования работоспособности и определения остаточного ресурса; контроль (при необходимости) качества работ, выполненных при капитальном ремонте и реконструкции МНПП.

20.1.2. Для диагностирования линейного участка МНПП могут применяться следующие средства диагностирования:

внутритрубные средства;

внешние;

встроенные - с системой датчиков и КИП, выполненных в общей конструкции трубопровода.

20.1.3. Средства диагностирования линейного участка МНПП (резервуара, оборудования) могут быть в виде:

переносной внутритрубной технической системы;

переносного комплекта приборов и устройств;

передвижной установки, в том числе в составе диагностической лаборатории;

комплекса оборудования и приборов (встроенных) стационарного поста вдоль трассы нефтепродуктопровода.

20.1.4. Система и средства диагностирования МНПП должны удовлетворять следующим требованиям:

компактность (для передвижения при небольших давлениях и преодоления крутых поворотов);

способность выявлять опасные дефекты, продольные и поперечные трещины в сварных соединениях, трещины в теле металла и коррозию металла;

достаточная производительность диагностирования;

средства диагностирования не должны вызывать повреждения трубопроводов (оборудования, резервуаров) и загрязнения окружающей природной среды.

20.1.5. Технические средства проведения диагностических работ подлежат государственному метрологическому контролю и надзору.

20.1.6. Методики проведения диагностических работ разрабатываются организациями, имеющими лицензию на данный вид деятельности, утверждаются соответствующим территориальным органам Госгортехнадзора России (и другими заинтересованными организациями), а также головной организацией трубопроводного транспорта нефтепродуктов.

20.2. Требования к организации и проведению диагностических работ

20.2.1. Техническое диагностирование МНПП (линейного участка, резервуаров, оборудования) выполняется с целью определения его фактического технического состояния и возможности дальнейшей эксплуатации.

20.2.2. ОАО, эксплуатирующее МНПП, имеет право привлекать по договору для диагностических работ специализированные предприятия, имеющие лицензию Госгортехнадзора России на данный вид деятельности.

20.2.3. До начала диагностирования МНПП (участков, резервуара, оборудования) необходимо:

выполнить технико-экономическое обоснование выбора вида и назначения системы диагностирования;

установить номенклатуру и значения диагностических параметров и их характеристик (номинальные, допускаемые и предельные значения);

обеспечить приспособленность (контролепригодность) обследуемого объекта МНПП к техническому диагностированию;

учесть возможность последовательного обследования участков одинакового диаметра (с целью упрощения организации работ по обследованию);

выполнить распределение объемов работ по годам и соответственно сбалансированное распределение средств на обследование;

выполнить диагностическое обеспечение МНПП.

20.2.4. Обеспечение приспособленности МНПП к техническому диагностированию должно быть направлено на:

взаимное согласование параметров трубопровода, камеры пуска и приема очистных и диагностических устройств и характеристик средств диагностирования;

проверку приспособленности МНПП к диагностированию в соответствии с заданными требованиями метода и средств диагностирования.

20.2.5. Решение по обеспечению приспособленности МНПП к техническому диагностированию принимается ОАО, эксплуатирующим данный нефтепродуктопровод, совместно с организацией, выполняющей диагностические работы, по результатам экспертно-инженерной оценки и технического задания на диагностирование, утвержденного ОАО.

20.2.6. Техническое задание на диагностирование МНПП должно включать:

цели и задачи диагностирования;

методику диагностирования;

требования по обеспечению приспособленности МНПП к диагностированию;

показатели и характеристики диагностирования;

требования к диагностическому обеспечению МНПП;

план-график диагностирования с указанием исполнителей;

требования к документам на диагностирование;

порядок отчетности.

20.2.7. Приспособленность к диагностированию действующих МНПП обеспечивается, как правило, на стадиях капитального ремонта и реконструкции. При несоответствии достигнутого уровня приспособленности МНПП к диагностированию конкретной системой технического диагностирования должны быть выполнены работы по техническому оснащению и реконструкции трубопровода, по согласованию с соответствующим территориальным органом Госгортехнадзора России, обеспечивающие достижение заданных требований метода и технических средств.

20.2.8. Регламент диагностирования технического состояния объектов МНПП (сроки, объемы, порядок организации работ) определяется действующими нормативно-техническими документами по технической диагностике.

20.2.9. Проведению обследований объектов МНПП (линейных участков, резервуаров, оборудования) с помощью средств технического диагностирования предшествует разработка в ОАО, эксплуатирующих МНПП, программы работ по подготовке и проведению диагностических работ.

20.2.10. Программа предусматривает проведение следующих основных этапов работ: определение участков (резервуаров, оборудования), требующих обследования, а также порядка и календарных сроков проведения этих работ; оценку особенностей каждого намеченного к обследованию объекта и организацию очередности конкретных мероприятий; сбор и обработку полученных результатов.

20.2.11. Диагностирование обследуемого участка МНПП производится в несколько этапов. Первым и обязательным этапом диагностического обследования МНПП является оценка контролепригодности выбранного участка путем пропуска по нему автономного прибора, предназначенного для выявления, измерения и определения местоположения геометрических дефектов.

После обработки результатов первого этапа диагностического обследования участка МНПП по установленным критериям оценки его работоспособности принимается решение либо о необходимости его восстановления согласно требованиям НТД, либо о проведении дальнейшего (углубленного) обследования, в т.ч. со вскрытием трубопровода.

20.2.12. Результаты диагностирования и выводы о техническом состоянии обследованного объекта МНПП должны быть оформлены отчетом, зафиксированы в специальных журналах и заключениях, а также внесены в его паспорт.

21. Техническая документация

21.1. К технической документации относятся графические и текстовые документы, разработанные в процессе проектирования, строительства и эксплуатации.

21.2. В зависимости от содержания и назначения техническая документация подразделяется на:

проектную и исполнительную документацию;

нормативную документацию (ГОСТы, стандарты, правила, РД и т.д.);

оперативную документацию (вахтенные журналы, журналы учета, диспетчерские листы, формуляры, графики замеров, оперативные сводки и отчеты, акты наладочных работ, акты расследования отказов, журнал входящих и исходящих оперативных телефонограмм и др.).

21.3. Состав и содержание технической документации для каждого самостоятельного объекта МНПП утверждаются в установленном порядке.

21.4. На эксплуатируемые объекты МНПП составляются паспорта (формуляры) по установленной форме.

Паспорт (формуляр) на участки линейной части составляет отделение ОАО и по одному экземпляру представляет в ОАО и в ОАО АК.

Паспорт (формуляр) ПС и НП составляется техническим руководителем (старшим инженером) ПС, НП, подписывается руководством ОАО и рассылается по одному экземпляру в ОАО АК, ОАО и отделение ОАО, а также хранятся на объекте.

Паспорта (формуляры) на другие объекты МНПП (насосные, наливные пункты, эстакады, причалы, пирсы и др.) составляются эксплуатационными службами этих объектов. Паспорта (формуляры) объектов должны находиться на ЛПДС, ПС, НП.

Кроме оформленных на бумажном носителе экземпляров, паспорта могут храниться в памяти персональных компьютеров и на магнитном диске - носителе информации.

Ответственность за достоверность и своевременность внесения сведений в паспорта (формуляры) в отделении ОАО несут должностные лица, составившие и подписавшие паспорт.

21.7. Проектная (исполнительная) документация должна храниться в техническом архиве ОАО, отделения ОАО, ЛПДС.

Нормативная документация должна храниться в технической библиотеке или производственных подразделениях (службах) по принадлежности. Перечень действующей нормативно-технической документации, используемой при эксплуатации МНПП и рекомендуемой для хранения в ОАО и его подразделениях, приведен в Приложении Г.

Оперативная документация должна находиться на рабочих местах.

21.8. Условия хранения проектной документации на строительство, ремонт и реконструкцию должны обеспечивать ее сохранность в течение всего срока эксплуатации объекта.

Контроль за состоянием, комплектностью, хранением и использованием проектной и исполнительной документации на всех уровнях управления возлагается на технические отделы.

21.9. Нормативная документация пересматривается в порядке и в сроки, установленные соответствующими нормативно-техническими документами.

Оперативная документация пересматривается (корректируется) по мере необходимости.

22. Охрана труда

22.1. Порядок организации работ, обязанности и ответственность административно-технического персонала по охране труда на объектах МНПП определяются требованиями действующих НТД.

22.2. При организации и производстве работ на объектах МНПП следует учитывать специфику данного производства, связанного с опасными свойствами нефтепродуктов, а именно: их токсичностью, испаряемостью, способностью электризоваться, взрыво- и пожароопасностью.

22.3. Основным направлением работ по охране труда является разработка и осуществление комплекса организационных и технических мероприятий, обеспечивающих здоровые и безопасные условия труда, предупреждение аварий, пожаров, производственного травматизма и профессиональных заболеваний.

22.4. Общее руководство и ответственность за состояние охраны труда на предприятии возлагается на первого руководителя.

22.5. На производственных участках ЛПДС, перекачивающих и наливных станциях, в мастерских, РСУ, лабораториях и других службах ответственность за состояние охраны труда возлагается на руководителей этих подразделений.

22.6. Начальники служб и подразделений в пределах вверенных им участков должны обеспечить выполнение организационных и технических мероприятий для создания безопасных условий труда, проводить инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль за выполнением правил и инструкций по охране труда.

22.7. Для организации работ по охране труда и осуществления необходимого контроля в ОАО, эксплуатирующих МНПП, должна быть организована соответствующая служба. Численность службы охраны труда и техники безопасности определяется нормативами, утвержденными Минтрудом России.

22.8. Каждый работник МНПП обязан твердо знать и соблюдать должностную инструкцию и требования нормативных документов по охране труда. О замеченных неисправностях оборудования, утечках нефтепродуктов, нарушениях требований по охране труда он должен немедленно доложить своему непосредственному руководителю; в случае непосредственной угрозы жизни людей или аварии принять по возможности необходимые для устранения опасности меры, после чего сообщить об этом своему руководителю.

22.9. Работники цехов и участков должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, спецпитанием, мылом и другими средствами согласно нормам.

22.10. Защитные средства и предохранительные приспособления, выдаваемые персоналу, до начала их применения должны быть испытаны и проверены. В процессе эксплуатации эти средства должны подвергаться испытаниям и осмотрам в соответствии с установленными нормативами.

22.11. Пользоваться неисправными, не прошедшими проверку или отработавшими срок службы защитными средствами, инструментами, оборудованием и предохранительными приспособлениями запрещается.

22.12. Руководители ОАО, отделений, цехов и участков должны обеспечивать рабочих по профессиям и видам работ инструкциями по эксплуатации и охране труда, а рабочие места - необходимыми плакатами и предупредительными надписями по технике безопасности. Каждый несчастный случай, а также любое нарушение правил охраны труда должны быть расследованы в установленном порядке с выявлением причины и принятием мер по предотвращению подобных случаев.

22.13. В помещениях с постоянным пребыванием персонала должна находиться аптечка с необходимыми медикаментами и перевязочными материалами по установленному перечню.

22.14. Производственный персонал ОАО должен быть обучен способам оказания первой доврачебной помощи пострадавшим при несчастных случаях и умению пользоваться средствами пожаротушения.

22.15. Руководители и специалисты ОАО и его отделений, специалисты служб охраны труда, а также иные должностные лица, связанные с деятельностью, которая может вызвать производственную травму, профессиональные заболевания или снижение работоспособности работника, обязаны на реке одного раза в 5 лет повышать свою квалификацию по охране труда в республиканских или отраслевых учебных центрах согласно действующей НТД.

Требования безопасности при эксплуатации и ремонте резервуаров

22.16. Для резервуарных парков характерны вредные и опасные производственные факторы: возможная газоопасность на поверхности резервуаров;

постоянная газоопасность внутри резервуаров;

возможная взрывоопасность и пожароопасность в резервуарном парке;

возможное скопление зарядов статического электричества на элементах резервуаров.

22.17. Газоопасные работы выполняются только после завершения всех подготовительных работ бригадой в составе не менее двух человек. Члены бригады должны быть обеспечены необходимыми средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, необходимым инструментом и приспособлениями. Газоопасные работы выполняются, как правило, по наряду-допуску на выполнение работ повышенной опасности и в дневное время.

Некоторые виды периодически повторяющихся газоопасных работ, выполняемых согласно техническому регламенту постоянным обслуживающим персоналом (отборы проб, замеры

уровня), проводятся без оформления наряда-допуска по утвержденным для каждого вида работ производственным инструкциям и инструкциям по безопасным методам работ.

На объектах МНПП необходимо наличие перечня таких работ, выполняемых без наряда-допуска, утвержденного главным инженером ПО ОАО, ОАО.

22.18. Перед началом эксплуатации резервуара и операций, связанных с подачей в него нефтепродукта, необходимо его осмотреть, проверить исправность оборудования, трубопроводов, арматуры.

22.19. Техническое обслуживание резервуаров и технологические операции могут выполняться только в присутствии дублера и при наличии у исполнителей средств индивидуальной защиты.

22.20. В зимний период необходимо своевременно расчищать от снега дорожки, пожарные проезды и уторные уголки резервуаров на территории резервуарного парка. Ступени лестниц, переходных мостиков и площадок обслуживания задвижек следует поддерживать в чистоте и очищать от наледи и снега.

22.21. Отбор проб и анализ воздуха в местах проведения ремонтных работ должен проводить аттестованный персонал в установленном порядке.

22.22. В ночное время на резервуаре следует пользоваться исправными аккумуляторными фонарями во взрывобезопасном исполнении.

22.23. Освещение на территории РП в ночное время должно соответствовать проекту и требованиям безопасности.

Минимальная освещенность на территории РП должна быть не менее 5 лк в местах измерений уровня и управления задвижками в РП, на лестницах и обслуживающих площадках - 10 лк, в местах установки контрольно-измерительных приборов комбинированное освещение (с переносными светильниками) - 30 лк, на вспомогательных проездах - 0,5 лк, на главных проездах - 1 - 3 лк.

23. Пожарная безопасность и охрана объектов

23.1. Обеспечение пожарной безопасности и охраны объектов МНПП должно отвечать требованиям проектной документации, Правил пожарной безопасности в Российской Федерации /118/, Правил пожарной безопасности для предприятий АК "Транснефтепродукт" /121/, Положения о военизированной (сторожевой) охране предприятий и организаций государственного концерна "Роснефтепродукт" /70/ и других действующих нормативно-технических документов.

23.2. Ответственность за противопожарное состояние ПС и НП, отдельных цехов, участков, установок, лабораторий, мастерских, складов и других объектов, за разработку и осуществление текущих планов противопожарных мероприятий, своевременное выполнение противопожарных мероприятий, за комплектацию и сохранность противопожарного имущества и техники возлагается на руководство этих подразделений и объектов и оформляется приказом по ОАО (отделению), а также отражается в их должностных инструкциях.

23.3. Лица, ответственные за пожарную безопасность, обязаны:
обеспечивать выполнение действующих законов, постановлений и распоряжений руководящих органов в части, касающейся пожарной безопасности, предписаний Государственной противопожарной службы;

организовывать обучение и инструктаж работников по вопросам пожарной безопасности, изучение действующих правил пожарной безопасности и настоящих Правил;
назначать приказом по ОАО, производственному отделению ОАО, ЛПДС, ПС и др. с записью в должностных инструкциях лиц, ответственных за пожарную безопасность конкретных объектов и содержание средств аварийной и пожарной сигнализации и противопожарной защиты;
совместно с техническими службами объекта обеспечивать согласно утвержденным графикам профилактическое обслуживание, ремонт и испытание средств пожаротушения и пожарной автоматики, а также их надлежащую эксплуатацию;
осуществлять периодические проверки состояния пожарной безопасности объекта;
совместно с техническими службами объекта контролировать выполнение технического обслуживания, ремонта и испытаний средств пожаротушения и пожарной автоматики, а также их эксплуатации.

23.4. На всех взрывопожароопасных объектах МНПП (ЛПДС, ПС, НП), включая производственные, административные, складские, вспомогательные помещения и территорию, должны быть предусмотрены мероприятия противопожарного режима, в частности:

организована контрольно-пропускная система;
определены и оборудованы места для курения;
установлен порядок проведения огневых работ;
разработаны и утверждены инструкции о мерах пожарной безопасности;
организованы на объекте добровольная пожарная дружина (ДПД) и пожарно-техническая комиссия (ПТК);
укомплектованы средствами пожаротушения объекты МНПП;
разработаны планы тушения пожаров и ликвидации возможных отказов (аварий) для каждого взрывопожароопасного объекта или его участка;
разработан и вывешен на видном месте план эвакуации людей на случай возникновения пожара и т.д.

23.5. Пожарно-техническая комиссия назначается приказом руководителя ОАО и его подразделений и действует в соответствии с положением.

23.6. Каждый работник в пределах своей ответственности должен знать и соблюдать требования пожарной безопасности и противопожарный режим на объекте, не допускать действий, которые могут привести к пожару или загоранию.

23.7. Лица, виновные в нарушении действующих правил пожарной безопасности, в зависимости от характера нарушений и их последствий несут ответственность в соответствии с действующим законодательством.

23.8. На каждом объекте МНПП приказом руководителя предприятия должен быть установлен порядок, при котором все рабочие и служащие в период оформления их на работу обязаны пройти вводный (первичный) инструктаж о мерах пожарной безопасности с отметкой в журнале инструктажа.

23.9. С персоналом, работающим в цехах, лабораториях, складах и мастерских с повышенной пожарной опасностью, для более детального ознакомления с правилами пожарной безопасности, вытекающими из особенностей технологического процесса производства, а

также обучения способам использования имеющихся средств пожаротушения должны проводить занятия по пожарно-техническому минимуму.

Эти занятия проводятся один раз в год по программе, разрабатываемой в соответствии с Правилами пожарной безопасности... /118, 121/ и утверждаемой руководителем ОАО, отделения ОАО. Результаты обучения работников проверяются зачетами и удостоверяются соответствующим документом.

23.10. На каждом объекте на видном месте должна быть вывешена табличка с указанием фамилии, имени, отчества и должности лица, ответственного за пожарную безопасность, назначаемого приказом по отделению ОАО, ОАО.

Лица, ответственные за обеспечение пожарной безопасности, обязаны:

знать особенности технологического процесса с точки зрения его пожароопасности, а также предусмотренные проектом меры по безопасной его организации;

следить за соблюдением установленных требований пожарной безопасности;

контролировать правильность подготовки и проведения организационно-технических мероприятий перед проведением огневых работ;

не допускать загромождения подъездов, подходов и проходов к зданиям, сооружениям, технологическому и пожарному оборудованию, а также на маршрутах эвакуации персонала в случае пожара;

принимать участие в регулярных проверках исправности и готовности к применению имеющихся средств, систем и приборов пожаротушения, знать назначение пожарного оборудования и уметь с ним обращаться;

сообщать в пожарную охрану отделения ОАО, ОАО и принимать меры к устранению обнаруженных нарушений правил пожарной безопасности и неисправности оборудования;

в случае пожара или опасной ситуации персонал объекта и лица, ответственные за обеспечение его пожарной безопасности, действуют в соответствии с инструкциями и утвержденным планом ликвидации возможных аварий.

23.11. Для каждого цеха, мастерской, строительного и ремонтного участка, склада и других объектов на основе действующих правил пожарной безопасности должны быть разработаны общеобъектовые и цеховые инструкции по пожарной безопасности, которые после утверждения руководителем ОАО, отделения ОАО должны находиться на видном месте.

23.12. Инструкции по пожарной безопасности должны предусматривать:

требования пожарной безопасности при пребывании работников на территории объекта; места и порядок содержания средств пожаротушения, пожарной сигнализации и связи;

порядок подготовки, организацию и порядок выполнения огнеопасных и взрывоопасных работ на территории объекта;

порядок допуска и правила движения транспорта на территории объекта;

требования к содержанию территории, дорог и подъездов к зданиям, сооружениям и водоисточникам;

обязанности обслуживающего и ремонтного персонала при возникновении пожара, порядок вызова пожарной команды, остановки и отключения оборудования;

порядок уборки и очистки мест от пролитых горючих жидкостей, сбора, хранения и удаления промасленных обтирочных материалов, хранения спецодежды;

обязательные работы по окончании рабочего дня - уборку помещений, отключение электроэнергии и пр.

Работники МНПП должны уметь применять имеющиеся средства пожаротушения.

23.13. Насосные и другие помещения, а также резервуарные парки объектов МНПП должны быть оборудованы установками пожаротушения в соответствии с проектной документацией. Средства пожаротушения должны быть укомплектованы и находиться в установленных местах, предусмотренных нормативной документацией.

23.14. Существующие кабельные и другие каналы и колодцы в насосных должны эксплуатироваться только в случае обеспечения выполнения предусмотренных проектом и НТД мер, исключающих скопление в них газов и паров нефтепродуктов (засыпка песком, вентиляция, установка автоматических газосигнализаторов и др.).

23.15. Проверку концентрации паров нефтепродукта в производственных помещениях объектов следует производить в соответствии с инструкциями: в насосных - у каждого насоса и в пониженных точках (приямках, каналах), в прочих взрывоопасных и пожароопасных помещениях - в местах возможного выделения паров и газов, а также пониженных местах.

23.16. На каждом объекте в помещении пожарной насосной, пожарного депо и др. должны быть вывешены схемы пожарного водопровода (пено- или растворопровода) с указанием мест установки пожарных гидрантов и кранов (задвижек), у места установки пожарного гидранта должен быть указатель с нанесением на нем номера гидранта, обозначений их принадлежности, цифровых значений - расстояний в метрах от указателя до гидранта и внутреннего диаметра трубопровода (в миллиметрах).

23.17. Резервный пожарный насос в соответствии с проектом при отсутствии резервного источника электроэнергии должен иметь привод от двигателя внутреннего сгорания.

23.18. Временные работы, связанные с нарушением полотна дорог, проездов и подъездов на территории объекта, допускаются с разрешения руководителя объекта при обязательном согласовании с пожарной охраной и с указанием места, характера и срока работ, а также мест временных проездов.

23.19. Грозозащитные устройства и защитные заземления зданий, аппаратов и машин подлежат систематической проверке в установленные графиками сроки с составлением актов установленной формы.

23.20. На складах ГСМ и в других местах с наличием горючих легковоспламеняющихся жидкостей должны быть нанесены или установлены знаки безопасности согласно ГОСТ 12.4.026-76 "Цвета сигнальные и знаки безопасности".

23.21. Проходы, выходы, лестничные клетки, тамбуры, коридоры, запасные выходы и подходы к средствам пожаротушения не должны загромождаться какими-либо предметами, материалами и оборудованием.

23.22. На территории объектов МНПП более 5 га или с резервуарными парками-складами общей емкостью 20000 куб. м и более в соответствии с проектом должны быть два выезда - основной и запасной. Запасной выезд должен поддерживаться постоянно в исправном состоянии и быть закрытым на замок.

24. Охрана окружающей среды

24.1. При эксплуатации МНПП необходимо соблюдать природоохранное законодательство, установленные нормы и правила в области охраны окружающей среды, принимать меры, исключающие загрязнение окружающей среды (атмосферного воздуха, водного бассейна,

почвы, подземных вод) вредными веществами выше предельно допустимых концентраций, а также снижающие вероятность их аварийных выбросов.

24.4. С целью уменьшения загрязнения окружающей среды и размеров разрушения почвенного покрова все строительные-монтажные работы при ремонтных работах на линейной части МНПП должны выполняться в пределах отведенных земель.

24.5. При эксплуатации МНПП необходимо осуществлять систематический контроль за состоянием окружающей среды на территории деятельности ОАО и его предприятий, предусматривающий соблюдение требований законодательных и нормативных документов по охране окружающей среды; выполнение природоохранных мероприятий в соответствии с годовыми (перспективными) планами предприятий по охране окружающей среды; своевременное выявление и оценку источников загрязнения, разработку мероприятий по их устранению и ликвидации последствий загрязнения окружающей среды; систематическое наблюдение (отбор проб, проведение анализа) за качеством сточных вод и соблюдением норм предельно допустимых сбросов, а также за качеством атмосферного воздуха.

24.6. Для предотвращения загрязнения атмосферы при строительстве и реконструкции необходимо предусматривать комплекс мер по сокращению потерь нефтепродуктов, в частности широко применять в резервуарах понтоны различной конструкции, непримерзающие дыхательные клапаны и др.

24.7. Подразделения ОАО, эксплуатирующих МНПП (ПС, НП, ремонтные цехи и др.), имеющие выбросы вредных веществ в атмосферу, руководствуются в своей деятельности нормативами предельно допустимых выбросов (ПДВ).

24.8. На случай аварийных ситуаций на переходах МНПП через реки шириной зеркала воды в межень 30 м и более на каждый переход должен быть разработан ПЛА.

24.9. Разлившийся на поверхности водного объекта нефтепродукт должен быть локализован, собран техническими средствами и способами, безвредными для обитателей водных объектов и не оказывающими вредного влияния на условия санитарно-бытового водоснабжения, и утилизирован.

Выжигание разлитого на поверхности воды нефтепродукта допускается как исключение при невозможности его сбора.

24.10. По окончании работ по строительству, расширению, реконструкции, ремонту, очистке или испытаниям МНПП все временно занимавшиеся для размещения механизмов, устройства водозаборов, сооружения резервуаров-отстойников и другие земли и лесные угодья, нарушенные или загрязненные нефтепродуктами, должны быть в обязательном порядке восстановлены (рекультивированы) в соответствии с проектными решениями по рекультивации земель.

24.11. Рекультивированные площади и представленные ОАО, отделению ОАО во временное пользование сельскохозяйственные и лесные угодья должны быть возвращены землепользователям в состоянии, пригодном для использования по назначению.

Приложение А

(обязательное)

"УТВЕРЖДАЮ" <*>

(должность, Ф.И.О.,

подпись)

"__" _____ 19__ г.

НАРЯД-ДОПУСК
на выполнение работ повышенной опасности

1. Выдан (кому) _____
(должность руководителя работ, ответственного за проведение работ, Ф.И.О., дата)
2. На выполнение работ _____
(характер и содержание работы, опасные вредные и производственные факторы)
3. Место проведения работ _____
(отделение, участок, установка, аппарат, выработка, помещение)
4. Состав бригады исполнителей (в том числе дублеры, наблюдающие)
(При большом числе членов бригады ее состав и требуемые сведения приводятся в прилагаемом списке с отметкой об этом в настоящем пункте.)

N п/п	Фамилия, имя, отчество	Выполняемая функция	Квалификация (разряд, группа по электробезопасности)	С условиями работы ознакомлен, инструктаж получил	
				Подпись	Дата
1.	Производитель работ (ответственный, старший исполнитель, бригадир)				
2.					
3.					

684 × 581 пикс. [Открыть в новом окне](#)

5. Планируемое время проведения работ:

начало _____ время _____ дата;

окончание _____ время _____ дата.

6. Меры по обеспечению безопасности _____

(организационные и технические меры

безопасности, осуществляемые при подготовке объекта к проведению работ

повышенной опасности, при их проведении, средства коллективной

и индивидуальной защиты, режим работы)

7. Требуемые приложения _____

(наименование схем, эскизов, анализов,
ППР и т.п.)

8. Особые условия _____

(в том числе присутствие лиц надзора при
проведении работ)

9. Наряд выдал _____

(должность, ф.И.О., подпись выдавшего наряд, дата)

10. СОГЛАСОВАНО:

со службами (техники безопасности, пожарной охраны, ГСС (ВГСС),
механической, энергетической и др. при необходимости), со взаимосвязанными
цехами, участками, владельцем ЛЭП и др.

_____ (название службы, ф.И.О. ответственного лица, подпись, дата)

_____ (цех, участок, ф.И.О. ответственного лица, подпись, дата)

11. Объект к проведению работ подготовлен:

Ответственный за подготовку объекта _____

(должность, ф.И.О., подпись,
дата, время)

Руководитель работ _____

(должность, ф.И.О., подпись, дата, время)

12. К выполнению работ допускаю _____

(должность, ф.И.О., подпись, дата, время)

13. Отметка о ежедневном допуске к работе, окончании этапа работы:

613 × 586 пикс. [Открыть в новом окне](#)

Дата	Меры безопасности по п. 6 выполнены				
	Начало работы			Окончание	
	Время (час., мин.)	Подпись допускающего к работе	Подпись руководителя работ	Время (час., мин.)	Подпись руководителя работ

14. Наряд-допуск продлен до _____
(дата, время, подпись выдавшего наряд, Ф.И.О., должность)

15. Продление наряда-допуска согласовано (в соответствии с п. 10)

(название службы, цеха, участка, др., должность ответственного лица, Ф.И.О., подпись, дата, время)

16. К выполнению работ на период продления допускаю

(должность допустившего, Ф.И.О., подпись, дата, время)

17. Изменения состава бригады исполнителей:

Ф.И.О.	Введен в состав бригады			Выведен из состава бригады				Руководитель работ (подпись)
	С условиями работы ознакомлен, проинструктирован (подпись)	Квалификация, разряд, группа	Выполняемая функция	Дата, время	Ф.И.О.	Дата, время	Выполняемая функция	

18. Работа выполнена в полном объеме, рабочие места приведены в порядок, инструмент и материалы убраны, люди выведены, наряд-допуск закрыт

(руководитель работ,

подпись, дата, время)

(начальник смены (старший по смене) по месту проведения работ,

Ф.И.О., подпись, дата, время)

689 × 591 пикс. [Открыть в новом окне](#)

<*> Если этого требует нормативный документ, регламентирующий безопасное проведение работ.

Приложение Б

ЖУРНАЛ РЕГИСТРАЦИИ НАРЯДОВ-ДОПУСКОВ

N наряд-допусков	Дата и время выдачи наряда-допуска	Место проведения работ	Должность ответственного лица, получившего наряд-допуск	Подпись получившего наряд-допуск	Должность ответственного лица, выдавшего наряд-допуск	Подпись выдавшего наряд-допуск	Д

1	2	3	4	5	6	7	8

Приложение В

(справочное)

ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫЕ КОНЦЕНТРАЦИИ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ, НАИБОЛЕЕ РАСПРОСТРАНЕННЫХ В ВОЗДУХЕ РАБОЧЕЙ ЗОНЫ ОБЪЕКТОВ МНПП

Выписка из ССБТ "Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны"
ГОСТ 12.1.005-88

Наименование вещества	Предельно допустимая кон
Аммиак	20
Бензин (растворитель, топливный)	100
Керосин (в пересчете на углерод)	300
Углеводороды алифатические C1 - C10 (в пересчете на углерод)	300
Нефрас	100
Бензол	5
Тетраэтилсвинец	0,005
Толуол	50
Масла минеральные нефтяные	5
Четыреххлористый углерод	20
Уайт-спирит (в пересчете на углерод)	300
Спирт этиловый	1000

Приложение Г

(справочное)

ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ, ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ

Эксплуатация объектов трубопроводного транспорта

1. Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.1997 N 116-ФЗ.
2. ГОСТ 9.602-89. Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.
3. ГОСТ 25812-83. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.
4. ГОСТ 356-80. Арматура и детали трубопроводов. Давления условные, трубные и рабочие. Ряды.
5. ГОСТ 14782-86 (СТ СЭВ 2857-81). Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые.
6. ГОСТ 1510-84 (СТ СЭВ 1415-78). Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение.
7. ГОСТ 22782.0-81. Электрооборудование взрывозащищенное. Общие технические требования и методы испытаний.
8. ГОСТ 18353-79. Контроль неразрушающий. Классификация видов и методов.
9. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы. - М.: Минстрой России, ГУП ЦПП, 1997.
10. СНиП 2.05.13-90. Нефтепродуктопроводы, прокладываемые на территории городов и других населенных пунктов. - М.: Стройиздат, 1990.
11. СНиП 2.11.03-93. Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы. - М.: Минстрой России, ГУП ЦПП, 1993.
12. СНиП 2.04.02-84. Водоснабжение. Наружные сети и сооружения. - М.: Минстрой России, 1996.
13. СНиП 2.04.01-85. Внутренний водопровод и канализация зданий. - М.: Минстрой России, 1996.
14. СНиП 2.04.03-85. Канализация. Наружные сети и сооружения (с изм. 1986 г.). - М.: Стройиздат, 1985.
15. СНиП 2.04.05-91. Отопление, вентиляция и кондиционирование. - М.: Минстрой России, 1997.
16. СНиП 2.04.07-86. Тепловые сети. - М.: Минстрой России, 1994.
17. СНиП 2.03.11-85*. Защита строительных конструкций от коррозии. - М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1986.
18. СНиП III-42-80*. Магистральные трубопроводы. - М.: Минстрой России, ГУП ЦПП, 1997.
19. СНиП 3.01.04-87. Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения (с изм. 1988 г.). - М.: Стройиздат, 1987.
20. СНиП 3.02.01.87. Земляные сооружения. Основания и фундаменты. - М.: Стройиздат, 1987.
21. СНиП 3.05.06-85. Электротехнические устройства. - М.: Стройиздат, 1985.
22. СНиП 3.05.07-85. Системы автоматизации. Правила производства и приемки работ. - М.: Стройиздат, 1985.
23. СНиП II-35-76. Котельные установки. - М.: СантехНИИпроект, 1976.
24. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение. - М.: Минстрой России, 1995.

25. СНиП 2.09.03-85. Сооружения промышленных предприятий. - М.: Стройиздат, 1985.
26. СНиП II-89-80. Генеральные планы промышленных предприятий. - М.: Стройиздат, 1980.
27. СНиП 3.05.01-85. Внутренние санитарно-технические системы. - М.: Стройиздат, 1985.
28. Правила охраны магистральных трубопроводов. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1985.
29. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей (изд. 14-е, перераб. и доп.). - М.: Энергоатомиздат, 1989.
30. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. - М.: ППО ОБТ, 1995.
31. Правила технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту. Утверждены Госкомнефтепродуктом СССР 26.12.86. - М.: Недра, 1988.
32. Правила технической эксплуатации отопительных котельных. - М.: ППО ОБТ, 1993.
33. Правила эксплуатации электроустановок потребителей, ПЭЭП. - М.: Энергоатомиздат, 1992 (с изменениями 1997 г.).
34. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). - М.: Главгосэнергонадзор России, 1998.
35. Правила капитального ремонта магистральных нефтепродуктопроводов диаметром 100 - 720 мм без остановки перекачки. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1991.
36. Правила капитального ремонта подземных трубопроводов. - Уфа: ИПТЭР, 1992.
37. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов. - М.: ППО ОБТ, 1993.
38. Правила технической эксплуатации нефтебаз. - М., 1997.
39. Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов. - М.: Недра, 1989.
40. Правила эксплуатации теплотребляющих установок и тепловых сетей потребителей и правила техники безопасности при эксплуатации теплотребляющих установок и тепловых сетей потребителей. - М.: Энергоатомиздат, 1992.
41. Правила охраны линий электропередачи и сооружений связи. - М.: Связь, 1995.
42. РДМ-0001-90. КИП, автоматизация и телемеханизация разветвленных нефтепродуктопроводов. Основные положения. - М.: СКВ ТНА, 1990.
43. РД 153-112 ТНП-028-97. Правила технической и безопасной эксплуатации средств автоматики, телемеханики и КИП. - М.: АК "Транснефтепродукт", 1997.
44. Правила изготовления взрывозащищенного и рудничного электрооборудования (ПИВРЭ).
45. РД 153-112 ТНП-027-97. Инструкция по капитальному ремонту нефтепродуктопроводов диаметром 100 - 720 мм в зимних условиях. - М.: АК "Транснефтепродукт", 1997.
46. ВСН 006-89. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка. - М.: Миннефтегазстрой СССР, ВНИИСТ, 1990.
47. РД 12-РСФСР-026-89. Инструкция по расчету требуемой емкости резервуарных парков распределительных железнодорожных нефтебаз. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1989.
48. РД 153-112-017-97. Инструкция по диагностике и оценке остаточного ресурса стальных вертикальных резервуаров. - М.: Минтопэнерго России, АК "Транснефтепродукт", 1997.
49. РД 112-РСФСР-034-91. Рекомендуемые коэффициенты загрузки разветвленных нефтепродуктопроводов государственного концерна "Роснефтепродукт". - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1991.
50. РД 112-041-92. Инструкция на технологический процесс приварки отводного патрубка к нефтепродуктопроводу под давлением до 5,0 МПа. - Уфа: ИПТЭР, 1992.

51. РД 112-042-92. Метрические указания по технологии удаления коррозионных отложений на действующих участках нефтепродуктопроводов с использованием гидробародинамического эффекта. - Уфа: ТЭК, Трубокор, 1992.
52. РД 112-РСФСР-005-88. Методические указания по оценке технического уровня и качества оборудования для слива-налива и электроподогрева нефтепродуктов. - М.: СКВ ТНА, 1988.
53. РД 112-РСФСР-011-88. Методика производства работ по очистке полости и пневматическому испытанию нефтепродуктопроводов диаметром до 325 мм. - М.: ВНИИСТ, 1988.
54. РД 112-РСФСР-015-89. Основные требования к антикоррозионной защите объектов проектируемых и реконструируемых предприятий нефтепродуктообеспечения, ГКНП РСФСР. - М.: СКВ ТНА, 1989.
55. Инструкция по зачистке резервуаров от остатков нефтепродуктов. - М.: СКВ ТНА, 1996.
56. РД 03-26-93. Положение о порядке выдачи специального разрешения (лицензии) на виды деятельности, связанные с повышенной опасностью промышленных производств и работ, а также с обеспечением безопасности при пользовании недрами. Регистр. номер 296 от 07.07.93. Утверждено Постановлением Госгортехнадзора России от 03.07.93 N 20. - М.: Госгортехнадзор России.
57. РД 153-39.4-034-98. Инструкция по контролю и обеспечению сохранности качества нефтепродуктов на предприятиях трубопроводного транспорта. - М., 1998.
58. РД 112-РСФСР-024-89. Методические указания. Определение величины неснижаемого запаса нефтепродуктов в резервуарных парках перекачивающих станций управлений магистральных нефтепродуктопроводов Госкомнефтепродукта РСФСР. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1989.
59. РД 112-РСФСР-014-89. Инструкция по расчету требуемой емкости в узлах разветвления нефтепродуктопроводов и пунктах стыковки нефтепродуктопроводов с другими видами транспорта. - Уфа. ВНИИСПТнефть, 1989.
60. РД 112-РСФСР-023-89. Вместимость технологических трубопроводов. Методика выполнения измерений. - М.: СКВ ТНА, 1989.
61. Инструкция по технологии последовательной перекачки нефтепродуктов по магистральным нефтепродуктопроводам. - М.: ГКНП СССР, 1986.
62. РД 153-39.4-001-96. Правила сдачи нефтепродуктов на нефтебазы, АЗС и склады ГСМ по отводам магистральных нефтепродуктопроводов. - М.: Минтопэнерго России, АК "Транснефтепродукт", 1995.
63. Система технического обслуживания и ремонта линейной части магистральных нефтепродуктопроводов. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1991.
64. Система планово-предупредительных ремонтов оборудования объектов магистральных нефтепродуктопроводов. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1990.
65. Сборник инструкций по защите резервуаров от коррозии. - М.: ГКНП РСФСР, 1988.
66. Технологическая инструкция по защите от коррозии газовоздушных зон резервуаров с нефтепродуктами. - М.: Главнефтепродукт, ГП "Роснефть", 1993.
67. Инструкция по применению ингибиторов для защиты от коррозии внутренней полости трубопроводов со сточными водами нефтебаз. - М.: ГКНП РСФСР, 1985.

68. РД 153-112-016-97. Инструкции по техническому расследованию, учету аварий и повреждений объектов магистральных нефтепродуктопроводов и списанию безвозвратных потерь нефтепродуктов. - М.: Изд. "Нефть и газ", 1997.
71. Положение о пропускном и внутриобъектном режиме на предприятиях ГКНП СССР. - М.: ГКНП СССР, 1984.
72. Положение о взаимоотношениях ведомств, коммуникации которых проходят в одном техническом коридоре. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1985.
73. Положение об антикоррозионной службе Главного управления нефтепродуктопроводов в системе Госкомнефтепродукта СССР. - М., 1986.
74. Инструкция по контролю состояния изоляции законченных строительством участков трубопроводов катодной поляризацией. - М.: ВНИИСТ, 1995.
75. Положение о системе ТОР электроустановок и установок ЭХЗ магистральных нефтепродуктопроводов. Утв. Роснефтепродуктом. - М., 1990.
76. РД 153-39-011-97. Инструкция по учету нефтепродуктов на магистральных нефтепродуктопроводах. - М.: Минтопэнерго России, АК "Транснефтепродукт", 1997.
77. Рекомендации по тушению нефти и нефтепродуктов в резервуарах. - М.: ГУПО ВНИИПО, 1991.
78. Положение о порядке проверки знаний правил, норм и инструкций по безопасности у руководящих работников и специалистов предприятий, организаций и объектов, подконтрольных Госгортехнадзору России. Утв. Постановлением N 11 Госгортехнадзора от 19.05.93.
79. РД 39-30-1284-85. Руководство по обследованию и дефектоскопии вертикальных стальных резервуаров. Утв. МНП и ГК СССР. - М., 1985.
80. РД 153-112-014-97. Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепродуктопроводах. - М.: Изд. "Нефть и газ", 1997.
81. РД 153-39.4-044-99. Правила капитального ремонта магистральных нефтепродуктопроводов, проложенных на территории городов, населенных пунктов и заходящих на территории нефтебаз и перекачивающих станций. Введены Приказом ОАО "АК "Транснефтепродукт" от 13.10.99 N 56.

Метрологическое обеспечение

82. Федеральный закон "Об обеспечении единства измерений" от 27.04.93 N 4871-1.
83. Правила по метрологии, утвержденные Госстандартом России Постановлением от 08.02.94 N 8.
84. Пр. 50.2.002-94. ГСИ. Порядок осуществления государственного метрологического надзора за выпуском, состоянием и применением средств измерений, аттестованными методиками выполнения измерений, эталонами и соблюдением метрологических правил и норм.
85. Пр. 50.2.003-94. ГСИ. Порядок осуществления метрологического надзора за количеством товаров, отчуждаемых при совершении торговых операций.
86. Пр. 50.2.005-94. ГСИ. Порядок лицензирования деятельности по изготовлению, ремонту, продаже и прокату средств измерений.
87. Пр. 50.2.006-94. ГСИ. Поверка средств измерений. Организация и порядок проведения.
88. Пр. 50.2.007-94. ГСИ. Поверительные клейма.
89. Пр. 50.2.012-94. ГСИ. Порядок аттестации поверительных средств измерений.

90. Пр. 50.2.014-94. ГСИ. Аккредитация метрологических служб юридических лиц на право поверки средств измерений.
91. Пр. 50.2.009-94. ГСИ. Порядок проведения испытаний и утверждения типа средств измерения.
92. Пр. 50.2.010-94. ГСИ. Требования к государственным центрам испытаний средств измерений и порядок их аккредитации.
93. Пр. 50.2.011-94. ГСИ. Порядок ведения Государственного реестра средств измерений.
94. Пр. 50.2.008-94. ГСИ. Порядок аккредитации головных и базовых организаций метрологической службы государственных органов управления Российской Федерации объединения юридических лиц.
95. Пр. 50.2.013-94. ГСИ. Аккредитация метрологических служб юридических лиц, утверждены Госстандартом России, Постановлением от 8 февраля 1994 г. N 10.
96. РД 50-190-85. МУ. Государственный надзор за состоянием измерений нефтепродуктов. Организация и порядок проведения. - М., 1985.
97. Положение о метрологической службе Акционерной компании трубопроводного транспорта нефтепродуктов. - М., 1994.
98. МИ 2240-92. ГСИ. Анализ состояния измерений, контроля и испытаний на предприятии, в организации, объединении. Методика и порядок проведения работы.
99. МИ 2273-93. ГСИ. Области использования средств измерений, подлежащих поверке.
100. МИ 2284-94. ГСИ. Документация поверочных лабораторий.
101. Система аккредитации аналитических лабораторий. Введена в действие с 01.03.93.
102. Пр. 50.2.017-94. ГСИ. Положение о системе калибровки.
103. ГОСТ 26976-86. Нефть и нефтепродукты. Методы измерений массы.
104. ГОСТ 3900-85. Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности.
105. ГОСТ 13196-85. Пробоотборники стационарные для резервуаров с нефтью и нефтепродуктами. Тип и основные параметры. Общие требования.
106. ГОСТ 8.346-79. Резервуары стальные горизонтальные. Методы и средства поверки.
107. МИ 1823-87. Вместимость стальных вертикальных цилиндрических резервуаров. - М.: Госстандарт, 1990.

Охрана труда и пожарная безопасность

108. Основы законодательства Российской Федерации об охране труда, N 5602-1. - М.: Научный центр профсоюзов, 1993.
109. Система управления охраной труда в системе ГК "Роснефтепродукт". - М., 1992.
110. ГОСТ 12.1.004-91. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
111. ГОСТ 12.0.001-82. Взрывоопасность. Общие требования.
112. ГОСТ 12.1.018-92. ССБТ. Пожаровзрывоопасность статического электричества. Общие требования.
113. ГОСТ 12.4.026-76. ССБТ. Цвета сигнальные и знаки безопасности.
114. ГОСТ 12.0.004-90. Организация обучения безопасности труда.
115. СНиП 2.01.02-85. Противопожарные нормы. - М.: Стройиздат, 1986.
116. СНиП III-4-80. Техника безопасности в строительстве. Правила производства и приемки работ. - М.: Минстрой России, 1993.
117. СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. - М.: Стройиздат, 1997.

118. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации ППБ 01-93. - М.: ИНФРА, 1994.
119. Правила по охране труда при эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов ПОТ РО 112-002-98. - М.: Минтопэнерго России, 1998.
120. Правила пожарной безопасности при производстве строительного-монтажных работ ППБ-05-86. - М.: ГУПО МВД СССР, 1987.
121. Правила пожарной безопасности для предприятий АК "Транснефтепродукт" ВППБ 01-03-96. - М.: 1996.
122. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. - М.: ТОО Авангард, 1993, с дополнениями и изменениями, Постановление N 22 от 06.06.96, Госгортехнадзор России.
123. Правила безопасности в газовом хозяйстве. - М.: ППО ОБТ, 1992.
124. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. - М.: Госэнергоиздат, 1994.
125. Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств ПБ 09-170-97. - М.: Metallurgia, 1998.
126. Рекомендации по предотвращению опасной электризации нефтепродуктов при наливке в вертикальные и горизонтальные резервуары. - М.: Главнефтепродукт, ГП Роснефть, 1993.
127. Единые правила безопасности при взрывных работах. - М.: ППО ОБТ, 1992.
128. Инструкция "Первая медицинская экстренная реанимационная помощь пострадавшим при работах на энергетических объектах" (Приказ Минтопэнерго России N 191). - М.: Изд. Стрижев, 1994.
129. Правила защиты от статического электричества в производствах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности. Утв. Минхимпромом, Миннефтехимпромом. - М., 1972.
130. ГОСТ 19179-73. Гидрология суши. Термины и определения.
131. ГОСТ 12.4.011-89. ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
132. Сборник типовых инструкций по охране труда и пожарной безопасности для предприятий АК "Транснефтепродукт". - М.: ППБ ЦНИИТЭНефтехима, 1996.
133. Сборник типовых инструкций по охране труда для предприятий нефтепродуктообеспечения. Приказ Минтопэнерго России N 144 от 04.07.1995.

Нормы

134. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
135. Нормы технологических потерь нефтепродуктов при зачистке резервуаров. - М.: СКБ ТНА, 1996.
136. РД 153-39.4Р-003-96. Табель технического оснащения ремонтно-строительной колонны для магистральных нефтепродуктопроводов. - М.: АК "Транснефтепродукт", 1995.
137. РД 153-39.4Р-002-96. Табель технического оснащения аварийно-восстановительных пунктов магистральных нефтепродуктопроводов. - М.: АК "Транснефтепродукт", 1995.
138. Нормы технической оснащенности производственных антикоррозионных служб управлений магистральных нефтепродуктопроводов. Утв. Госкомнефтепродуктом РСФСР. - М., 1981.

139. Типовой табель оснащенности лабораторным оборудованием и реактивами предприятий нефтепродуктообеспечения ГКНП РСФСР. - М.: СКБ ТНА, 1990.
140. Нормы расхода и потребности в трубах на ремонтно-эксплуатационные нужды магистральных нефтепродуктопроводов. - М.: СКБ ТНА, 1991.
141. ВНТП-3-90. Нормы технологического проектирования разветвленных нефтепродуктопроводов. - М.: ГКНП РСФСР, 1989.
142. РД 112-РСФСР-013-89. Нормы расхода этилового спирта на производственно-эксплуатационные нужды предприятий и организаций ГКНП РСФСР. - М.: СКБ ТНА, 1989.
143. РД 153-39.4-033-98. Нормы естественной убыли нефтепродуктов при приеме, транспортировании, хранении и отпуске на объектах магистральных нефтепродуктопроводов. - М.: АК "Транснефтепродукт", 1998.
144. Укрупненные нормы водопотребления и водоотведения на нефтебазах, перекачивающих станциях магистральных нефтепродуктопроводов и наливных станциях. Утв. Главнефтеснабом РСФСР. - М., 1973.
145. Методика нормирования потребления электроэнергии на транспорте нефтепродуктов по магистральным нефтепродуктопроводам. Утв. ГКНП СССР. - М., 1983.
146. Отраслевые нормы расхода материалов на капитальный ремонт линейной части магистральных нефтепродуктопроводов (на 1 км трубопроводов). - М.: СКБ ТНА, 1985.
147. Нормы испытания электрооборудования и аппаратов электроустановок потребителей. - М.: Энергоатомиздат, 1992.
148. РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. - М.: Энергоатомиздат, 1989.
149. Нормы расхода материальных ресурсов на ремонт и техническое обслуживание основных фондов предприятий ГК "Роснефтепродукт". - М.: СКБ ТНА, 1990.
150. Табель технической оснащенности служб подводных переходов магистральных нефтепродуктопроводов. Утв. ГК "Роснефтепродукт" 13.12.1991.

Охрана природы

151. Федеральный закон "Об охране окружающей природной среды" от 19.12.1991 N 2060-1. - М., 1992.
152. Федеральный закон "О плате за землю" от 11.10.91 N 1738-1.
153. ГОСТ 17.2.4.02-81. Охрана природы. Атмосфера. Общие требования к методам определения загрязняющих веществ.
154. ГОСТ 17.5.306-85. Охрана природы. Требования к определению норм снятия плодородного слоя почвы при производстве земляных работ.
155. ГОСТ 17.5.1.01-83. Охрана природы. Рекультивация земель. Термины и определения.
156. РД 39-0147098-015-90. Инструкция по контролю за состоянием почв на объектах предприятий Миннефтегазпрома СССР. - Уфа: ВостНИИТБ, 1990.
157. РД 39-0147098-017-90. Положение по контролю за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу на объектах предприятий Миннефтегазпрома СССР. - Уфа: ВостНИИТБ, 1990.
158. ГОСТ 17.1.3.10.83 (СТ СЭВ 3545-82). Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами при транспортировании по трубопроводу.
159. Инструкция по эксплуатации очистных сооружений нефтебаз, наливных пунктов, перекачивающих и автозаправочных станций. - М.: ГКНП РСФСР, 1988.

160. Методика нормирования выбросов вредных веществ в атмосферу на предприятиях Госкомнефтепродукта РСФСР. - М.: ГКНП РСФСР, 1988.
161. Методика по определению выбросов вредных веществ в атмосферу на предприятиях Госкомнефтепродукта РСФСР. - М.: ГКНП РСФСР, 1988.
162. Временное положение по организации сбора и рационального использования отработанных нефтепродуктов. - М.: Госнаб СССР, 1988.
163. Основные положения о рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы. Приказ Минприроды России N 525, Роскомзема N 67 от 22.12.95.
164. Постановление Правительства Российской Федерации от 28.08.92 N 632 "Об утверждении Порядка определения платы и ее предельных размеров за загрязнение окружающей природной среды, размещение отходов, другие виды вредного воздействия".
167. Инструктивно-методические указания по взиманию платы за загрязнение окружающей природной среды. Зарегистрированы в Минюсте России 24.03.93, N 190.
168. Порядок определения размеров ущерба от загрязнения земель химическими веществами. - М.: Минприроды России, 1993.
169. ВСН 014-89. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Охрана окружающей среды.
170. Правила охраны поверхностных вод (типовые положения). Утв. Госкомприроды. - М., 1991.
171. Методика расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при свободном горении нефти и нефтепродуктов. Минприроды России. - Самара, 1996.
172. Положение о водоохраных зонах водных объектов и их прибрежных защитных полосах. Постановление Правительства Российской Федерации N 1404 от 23 ноября 1996 г.
173. СанПиН N 4630-88. Санитарные нормы, правила и нормы охраны поверхностных вод от загрязнения. - М.: Минздрав СССР, 1988.
174. ГОСТ 2517-85 "Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб".
175. ГОСТ 27.002-89 "Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения".
176. ГОСТ 26656-85 "Техническая диагностика. Контролепригодность. Общие требования".
177. ГОСТ 18322-78 "Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения".
178. Правила перевозок грузов, утверждены МПС СССР (редакция от 02.07.97).
179. Кодекс законов о труде Российской Федерации, утвержден Верховным Советом РСФСР 09.12.71.
180. РД 153-39.4-038-99 "Методика технической диагностики подводных переходов большой протяженности магистральных нефтепродуктопроводов и отводов с использованием акустико-эмиссионного метода", введена Приказом ОАО "АК "Транснефтепродукт" от 20.05.99 N 26. ([Докипедия: РД 153-39.4-041-99 Правила технической эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов](#))