МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ПРИКАЗ

от 3 октября 2000 г. № 93

О ВВЕДЕНИИ В ДЕЙСТВИЕ РД 153-39.4-056-00

По заданию ОАО "АК "Транснефть" в рамках реализации межгосударственной научно - технической программы "Высоконадежный трубопроводный транспорт" Институтом проблем транспорта энергоресурсов (ИПТЭР) разработан руководящий документ "Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов" (РД 153-39.4-056-00).

В целях установления единых норм и требований к сооружениям и оборудованию магистральных нефтепроводов, их эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту, метрологическому обеспечению средств измерений, контролю и обеспечению сохранности качества нефти, экологической и пожарной безопасности приказываю:

1. Принять и ввести в действие с 1 января 2001 года руководящий документ "Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов" (РД 153-39.4-056-00).

2. Поручить директору ИПТЭР Гумерову А.Г. (по согласованию) оказывать предприятиям и организациям ТЭК методическую помощь по внедрению РД 153-39.4-056-00.

3. Контроль за исполнением настоящего Приказа возложить на заместителя Министра Станева В.С.

Министр А.С. ГАВРИН

Минюстом РФ отказано в регистрации данного документа. - Письмо Минюста РФ от 21.11.2000 № 10071-ЮД

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

**ПРАВИЛА**

**ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ**

**РД 153-39.4-056-00**

*Дата введения 01.01.2001 г.*

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

**1.1 Область применения**

1.1.1 Настоящие Правила распространяются на проектируемые, строящиеся, действующие, реконструируемые, находящиеся на консервации и демонтируемые магистральные нефтепроводы и их объекты и являются обязательными для всех организаций, осуществляющих их эксплуатацию, а также сторонних ведомств и организаций независимо от их организационно-правовой формы и формы собственности, взаимодействующих с эксплуатирующими МН организациями в части их касающейся.

1.1.2 Целью настоящих Правил является обеспечение промышленной безопасности, работоспособности и надежности объектов магистральных нефтепроводов.

1.1.3 Настоящие Правила устанавливают нормы и требования к:

- порядку приемки законченных строительством объектов магистральных нефтепроводов в эксплуатацию;

- квалификации персонала.

- технологическому регламенту перекачки нефти по магистральному нефтепроводу;

- порядку организации и выполнения работ по техническому обслуживанию, диагностике, ремонту и ликвидации аварий на объектах МН;

- порядку учета нефти;

- метрологическому обеспечению эксплуатации МН;

- обеспечению промышленной, экологической безопасности и охране труда;

1.1.4 При обеспечении пожарной безопасности объектов магистральных нефтепроводов следует руководствоваться Правилами пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов (ВППБ-01-05-99) и другими действующими нормативными документами, определяющими требования по обеспечению пожарной безопасности.

1.1.5 При выполнении работ, не регламентированных настоящими Правилами (электрогазосварочные работы, строительно-монтажные, земляные и др.), эксплуатирующие МН организации должны руководствоваться иными нормативными документами, утвержденными в установленном порядке.

1.1.6 Настоящие Правила являются переработанным и дополненным изданием Правил технической эксплуатации, утвержденных и введенных в действие приказом Миннефтепрома СССР от 2 марта 1979 года.

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 нефтепроводы, проектных и научно-исследовательских институтов, а также опыт эксплуатации магистральных нефтепроводов.

1.1.7 На основе и в соответствии с требованиями настоящих Правил эксплуатирующая организация (оператор системы магистрального нефтепроводного транспорта, оператор магистрального нефтепровода) и ее структурные подразделения организуют разработку новых или корректировку действующих технических условий, регламентов, производственных инструкций и другой документации.

1.1.8 Работники организаций, на которые распространяется действие Правил, несут персональную ответственность за соблюдение требований настоящих Правил в пределах возложенных на них обязанностей.

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

1.1.9 С выходом в свет настоящих Правил действие Правил технической эксплуатации магистральных нефтепроводов, утвержденных Миннефтепромом СССР 14 декабря 1978 года, прекращается.

**1.2 Нормативные ссылки**

В настоящих Правилах использованы ссылки на нормативные документы, приведенные в приложении А. Перечень законодательных актов, стандартов, нормативно-технической документации, действующих в сфере эксплуатации магистральных нефтепроводов (приложение Г).

**1.3 Термины и определения**

В настоящих Правилах применены термины и определения, приведенные в приложении Б.

**1.4 Принятые сокращения**

В Правилах используются сокращения, приведенные в приложении В.

**1.5 Общие требования к эксплуатации магистральных нефтепроводов**

1.5.1 Эксплуатация магистральных нефтепроводов это совокупность процессов приема, перекачки, сдачи нефти, технического обслуживания и ремонта объектов магистральных нефтепроводов.

1.5.2 Состав МН, его конструктивные и технологические параметры устанавливаются проектом в соответствии со строительными нормами и правилами проектирования в зависимости от назначения, природно-климатических условий размещения нефтепровода, физико-химических свойств нефти, объема и расстояния перекачки.

1.5.3 Организацию работ по эксплуатации системы магистрального нефтепроводного транспорта осуществляет эксплуатирующая организация (оператор системы магистрального нефтепроводного транспорта - далее Компания) и ее дочерние предприятия – открытые акционерные общества магистральных нефтепроводов (операторы магистральных нефтепроводов - далее ОАО МН) .

Основным звеном нефтепроводного транспорта, организующим транспортировку нефти и безопасную эксплуатацию магистральных нефтепроводов, является открытое акционерное общество магистральных нефтепроводов (ОАО МН). Деятельность ОАО МН строится на основе его Устава.

1.5.4 ОАО, эксплуатирующие магистральные нефтепроводы, поднадзорны Госгортехнадзору России, Государственной противопожарной службе и другим органам государственного надзора уполномоченным Правительством РФ.

Государственный надзор осуществляется с целью обеспечения при проектировании, строительстве, приемке объектов в эксплуатацию, а также эксплуатации объектов МН соблюдения требований действующих нормативных и технических документов и распространяется на виды деятельности, перечисленные в соответствующих положениях, нормативно-правовых актах и других документах, определяющих сферу деятельности этих органов.

1.5.5 Деятельность ОАО МН разрешается при наличии лицензий, выдаваемых органами Государственного надзора.

1.5.6 При эксплуатации МН должны быть обеспечены:

- безопасность трубопроводов и оборудования;

- надежность и экономичность работы всех сооружений и оборудования;

- систематический контроль за работой трубопровода и его объектов и принятие мер по поддержанию установленного режима перекачки;

- разработка и внедрение мероприятий по сокращению потерь нефти, экономии электроэнергии, топлива, материалов и других ресурсов, освоение новой техники;

- организация и своевременное проведение технического обслуживания и ремонта оборудования МН;

- экологическая безопасность объектов МН;

- выполнение мероприятий по организации безопасных условий труда;

- обучение, инструктажи, проверка (аттестация) знаний производственного персонала правил охраны труда и промышленной безопасности;

- готовность к ликвидации аварий, повреждений и их последствий;

- организация учета нефти и ведение установленной отчетности;

- сохранность материальных ценностей на объектах МН.

1.5.7 Для организации производственной деятельности ОАО МН создает структурные подразделения: филиалы - районные управления и управления магистральных нефтепроводов (РУМН, УМН), линейные производственно-диспетчерские станции (ЛПДС), нефтеперекачивающие станции (НПС), перевалочные нефтебазы (ПНБ); функциональные подразделения и службы - специализированные управления по предотвращению и ликвидации аварии (СУПЛАВ), ремонтно-строительные управления (РСУ), центральные базы производственного обслуживания (ЦБПО), аварийно-восстановительные пункты (АВП), лаборатории и другие подразделения и службы, необходимость которых определяется объемами перекачки, протяженностью эксплуатируемых МН, количеством действующих НПС и конкретными особенностями каждого нефтепровода.

1.5.8 Система организации технического обслуживания и ремонта (ТОР) сооружений и оборудования магистральных нефтепроводов может быть централизованной, пообъектной, смешанной. Выбор вида системы ТОР сооружений и оборудования МН и обеспечение надежности и безопасности при их эксплуатации возлагаются на руководство ОАО МН.

1.5.9 В каждом ОАО МН должны быть утверждены положения об отделах, службах и производственных подразделениях, а также должностные и производственные инструкции персонала с учетом требований настоящих Правил.

1.5.10 Требования к эксплуатации объектов МН должны регламентироваться производственными инструкциями и технологическими схемами, разрабатываемыми филиалами и подразделениями ОАО МН с учетом местных условий и на основе государственных, ведомственных нормативных документов и настоящих Правил. Порядок их разработки и утверждения определяется в соответствии с разделом 1.4 настоящей главы.

**1.6 Квалификационные требования к персоналу**

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

1.6.2 Обучение и проверка знаний работников предприятий, эксплуатирующих МН, по охране труда должны проводиться в соответствии с ГОСТ 12.0.004.

Подготовка и проверка знаний (или аттестация) работников по вопросам промышленной безопасности должны проводиться в соответствии с Положением о порядке подготовки и аттестации работников организаций, эксплуатирующих опасные производственные объекты, подконтрольные Госгортехнадзору России”.

Периодические проверки знаний установленных правил, инструкций и обязанностей проводятся:

- рабочих, бригадиров и мастеров - один раз в год;

- руководителей, специалистов и служащих филиалов и структурных подразделений ОАО МН - один раз в три года.

Перечень профессий рабочих и специалистов, знания которых подлежат периодическим проверкам и программы проверки знаний утверждается руководителем ОАО МН или его филиала.

1.6.3 Специалистов с высшим и средним специальным образованием, работающих по рабочим специальностям, в том числе практикантов высших и средних специальных учебных заведений, разрешается допускать к самостоятельной работе при наличии соответствующего удостоверения. При выдаче такого удостоверения в учебных заведениях за теоретический курс обучения засчитывается диплом по соответствующей специальности (для практикантов справка), а за производственный - стажировка на рабочем месте не менее одного месяца.

1.6.4 Подготовка персонала по вопросам промышленной безопасности должна проводиться в специализированных учебных центрах, имеющих разрешение (лицензии) территориальных органов Госгортехнадзора России.

1.6.5 Рабочие основных профессий допускаются к самостоятельной работе после обучения в соответствии с требованиями 1.6.2 настоящих Правил, стажировки на рабочем месте, проверки знаний, проведения производственного инструктажа и при наличии удостоверения, дающего право допуска к определенному виду работ на объектах МН.

1.6.6 Рабочие подразделений филиалов ОАО МН, организацией труда которых предусматривается совмещение профессий, должны иметь соответствующую квалификацию, а также допуски к самостоятельной работе по основной и совмещаемой профессиям.

**1.7 Техническая и нормативная документация**

***Общие требования***

1.7.1 ОАО МН при эксплуатации объектов магистральных нефтепроводов в своей деятельности должны руководствоваться:

- проектной и исполнительной документацией, включающей технорабочий проект, комплект документации, подтверждающий качество выполненных строительно-монтажных работ (при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте объектов МН);

- нормативной документацией, включающей стандарты (ГОСТ, ОСТ, СТП), стандарты безопасности (ССБТ), строительные нормы и правила (СНиП), своды правил по проектированию и строительству (СП), технические условия (ТУ), ведомственные нормы технологического проектирования (ВНТП), ведомственные строительные нормы (ВСН), нормы и правила пожарной безопасности (ППБ), нормы и правила по охране труда и другие нормативные документы, принятые в отрасли.

- регламентами, регулирующими вопросы производственной деятельности подразделений Компании и ОАО УМН;

- оперативной документацией, включающей рабочие документы, регулирующие и регистрирующие технологические процессы перекачки, приема-сдачи и учета нефти, эксплуатации объектов и сооружений МН. К ним относятся должностные и производственные инструкции (инструкции по охране труда, инструкции по эксплуатации, технологические схемы и карты, графики технического обслуживания и ремонта, вахтенные журналы, журналы учета, диспетчерские листы, оперативные сводки и отчеты, графики замеров, протоколы наладочных работ, акты расследования аварий, планы ликвидации аварий, планы тушения пожаров и другая документация.

Оперативная документация разрабатывается на основе проектной, исполнительной документации, действующих нормативных документов, директивных указаний и распоряжений, а также опыта эксплуатации объектов.

1.7.2 На эксплуатируемые объекты магистрального нефтепровода должны быть составлены паспорта по установленной форме.

Паспорта ведутся на: магистральные нефтепроводы, находящиеся на балансе ОАО МН, включая находящиеся в консервации м выведенные из эксплуатации, в т.ч. на линейную часть МН или участка МН в РНУ (УМН) и ОАО МН в пределах закрепленных за ними границ эксплуатации, переходы через реки шириной более 25 м, перевалочные нефтебазы (ПНБ), наливные пункты, пункты подогрева нефти (ППН), причалы, станции смешения нефти (ССН) и внутриобъектные сооружения (резервуары, сосуды под давлением, котлы и т.д.).

Паспорта должны содержать сведения о фактическом техническом состоянии объекта, проведенных с начала его эксплуатации техническом обслуживании, ремонтах, диагностических обследованиях, испытаниях на надежность, ликвидациях аварий и отказов.

Паспорта на линейную часть МН, НПС, ПНБ, ППН, ССН составляются специалистами ОАО МН или его филиалов. Паспорта на оборудование и сооружения НПС, ПНБ, ППН, ССН составляются специалистами данных подразделений.

Паспорта на МН в пределах закрепленных за ОАО МН границ эксплуатации и на участки МН утверждаются главным инженером ОАО МН и хранятся в отделе эксплуатации ОАО МН.

Паспорта на НПС, ПНБ, ППН, ССН их оборудование и сооружения утверждается главным инженером филиала ОАО МН и хранятся на этих объектах.

1.7.3 Технические документы, составляемые в период эксплуатации (технологические карты и схемы, карты уставок), должны быть выполнены с соблюдением требований действующих НТД.

Соответствующие изменения и дополнения в технологических схемах, изменения конструкций, данные о контроле технического состояния МН должны в 10-дневный срок быть внесены в исполнительную и оперативную документацию и в базу данных автоматизированной системы контроля и управления техническим обслуживанием и ремонтом (СКУТОР).

1.7.4 ОАО МН и его филиалы должны в соответствии с РД 08-183-98 разрабатывать “Формуляр Подтверждения” безопасности величины разрешенного давления.

1.7.5 Проектная и исполнительная документация должна храниться в техническом архиве ОАО МН и его филиалов.

Нормативная документация должна храниться в технической библиотеке или производственных подразделениях (службах) по принадлежности.

Перечень действующей нормативной и технической документации, используемой при эксплуатации МН и рекомендуемой для хранения в ОАО МН и его филиалах, приведен в Приложении 3.

1.7.6 Условия хранения проектной документации на строительство, ремонт и реконструкцию должны обеспечивать её сохранность в течение всего срока эксплуатации объекта.

1.7.7 Оперативная документация должна пересматриваться не реже одного раза в 3 года и находиться на рабочих местах.

1.7.8 Ответственность за обеспечение и укомплектование технической и нормативной документацией рабочих мест, служб и подразделений несет руководство ОАО МН и его филиалов.

**2 ПРИЕМКА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ**

**2.1 Линейные сооружения**

2.1.1 К эксплуатации допускается МН и его объекты, как вновь построенные, так и после реконструкции или капитального ремонта, соответствующие проекту по действующим нормам и правилам и прошедшие приемку в установленном порядке. Приемка объектов МН должна производиться в соответствии с требованиями СНиП 3.01.04, СНиП III-42, СНиП 3.04.03 и других общероссийских или ведомственных нормативных документов и настоящих Правил.

2.1.2 Приемка в эксплуатацию вновь построенных магистральных нефтепроводов, а также замененных при реконструкции и капитальном ремонте участков нефтепроводов должна проводиться в комплексе со всеми сооружениями, предусмотренными проектом - линейной частью и площадочными объектами (НПС, ПНБ, ППН, ССН).

2.1.3 До ввода в эксплуатацию оборудование и устройства объектов МН, подлежащие регистрации в государственных надзорных органах, должны быть зарегистрированы и освидетельствованы согласно требованиям действующих норм и правил.

2.1.4 При вводе в эксплуатацию вновь построенных магистральных нефтепроводов, а также участков нефтепроводов, при реконструкции или капитальном ремонте проложенных по новой трассе, владельцем трубопровода передаются в комитеты по земельным ресурсам и землеустроительству местных органов исполнительной власти материалы фактического расположения (исполнительная съемка) трубопровода и объектов МН, для нанесения на кадастровые карты районов.

2.1.5 Приемка в эксплуатацию вновь построенного магистрального нефтепровода и участков замененных при реконструкции или капитальном ремонте должна проводиться приемочной комиссией, назначаемой ОАО МН. До предъявления вновь построенного нефтепровода приемочной комиссии должна быть проведена приемка нефтепровода и его объектов рабочей комиссией, назначаемой ОАО МН не позднее, чем за 3 месяца до планируемого срока начала работы комиссии.

Рабочая комиссия приступает к работе после получения письменного извещения генерального подрядчика о готовности объекта к сдаче.

Генеральный подрядчик – организация выбранная на тендерной основе и может быть как сторонней организацией, так и структурным подразделением АК “Транснефть” или ОАО МН.

Приемочные комиссии назначаются не позднее чем за 3 месяца до планируемого срока приемки объектов МН в эксплуатацию.

2.1.6 В состав приемочной комиссии входят: представители заказчика (эксплуатирующей организации), генерального подрядчика и субподрядчиков, генерального проектировщика (проектной организации), трубопроводной инспекции территориального органа Госгортехнадзора России, Государственного санитарного надзора, Государственного пожарного надзора, МЧС, технического надзора. Порядок и продолжительность работы приемочной комиссии определяется заказчиком на время необходимое для обследования объекта и изучение исполнительной документации.

2.1.7 Линейная часть вновь построенного нефтепровода и замененных участков принимается в эксплуатацию после предъявления генподрядчиком исполнительно-технической документации, удостоверяющей соответствие выполнения строительно-монтажных работ проекту, строительным нормам и правилам, ведомственным нормативным документам, а также после выполнения комплекса работ по испытанию, наладке, опробованию отдельных узлов и объектов или сооружений линейной части, систем связи, очистки полости трубопровода, проведения гидравлических испытаний на прочность и герметичность (опрессовки), удаления из трубопровода опрессовочной воды, заполнения его нефтью и комплексного опробования.

2.1.8 До даты начала подключения и заполнения МН нефтью должны быть завершены и приняты рабочей комиссией с оформлением акта объекты и сооружения линейной части МН: собственно трубопровод с лупингами и резервными нитками, с переходами через естественные и искусственные препятствия и с линейными задвижками; узлами пуска-приема очистных и диагностических устройств; линиями электропередачи; электроустановки; линии связи с узлами и усилительными пунктами; дома обходчиков; взлетно-посадочные площадки для вертолетов; вдольтрассовые дороги; защитные сооружения от аварийного разлива нефти; средства ЭХЗ; линейная телемеханика.

2.1.9 Заполнение трубопровода нефтью и его работа после заполнения в течение 72 часов считается комплексным опробованием нефтепровода. Заполнение и комплексное опробование нефтепровода проводится согласно плану мероприятий, разработанному и утвержденному заказчиком и подрядчиком.

Работы по заполнению и комплексному опробованию нефтепровода проводятся под руководством рабочей комиссии.

2.1.10 Приемка вновь построенных объектов МН и участков МН после реконструкции и капитального ремонта оформляется актом приемочной комиссии, который утверждается руководителем организации заказчика (эксплуатирующей организации). Датой приемки объекта считается дата подписания акта приемочной комиссией.

2.1.11 При сдаче-приемке линейной части вновь построенного МН, а также замененного при реконструкции или капитальном ремонте участка МН генподрядчик представляет рабочей и приемочной комиссиям следующую документацию:

- перечень организаций, участвовавших в производстве строительно-монтажных работ, с указанием выполненных ими видов работ и фамилий специалистов, ответственных за каждый вид работ;

- комплект рабочих чертежей со всеми внесенными в них изменениями;

- перечень всех допущенных при строительстве отступлений от рабочих чертежей с указанием причин и предъявлением соответствующих документов согласования на эти отступления организации, которой выполнен проект строительства, реконструкции или капитального ремонта объекта;

- документы, характеризующие качество сварочных работ: сертификаты на сварочные материалы (электроды, проволоку, флюс); журнал сварочных работ с привязкой одиночных труб и плетей к пикетам; список сварщиков с указанием номеров их удостоверений; копии удостоверения сварщиков и дефектоскопистов; заключения по результатам физических методов контроля стыков и механических испытаний; документы по допускным стыкам;

- документы по антикоррозионной изоляции: сертификаты, паспорта на изоляционные материалы, журнал изоляционных работ, акты на очистку и изоляцию труб, акт на проверку сплошности покрытия, акты испытания участков трубопровода на прочность и герметичность;

- акты на подготовленность оснований траншей или опор, акты на укладку в траншею и засыпку трубопровода, фактическую раскладку труб по маркам стали и толщине стенок с указанием пикета и километра;

- акты пооперационной приемки работ по сооружению переходов через водные преграды и исполнительные профили траншей на всех переходах с фактическими отметками глубины заложения трубопровода и горизонтальной и вертикальной привязкой к реперам, акт на футеровку и балластировку сваренного в нитку подводного перехода;

- акт предварительных испытаний трубопровода на подводных переходах;

- акт на продувку (промывку) внутренней полости участков трубопровода и пропуск очистного устройства;

- заводские сертификаты на трубы, фасонные части и арматуру, паспорта на установленную арматуру и манометры (измерительные приборы);

- акты скрытых работ по линейным сооружениям;

- документацию об отводе земель, рекультивации и возврате части их владельцу после окончания строительства;

- документы, подтверждающие сдачу местным органам власти исполнительной съемки расположения объектов линейной части;

- документы согласований с организациями, объекты которых расположены в охранной зоне трубопровода (или при его пересечении);

- акты приемки устройств электрохимзащиты;

- акты приемки сооружений линий связи и телемеханики;

- акты приемки электроустановок;

- акты на приемку природоохранных сооружений и защитных сооружений от аварийного разлива нефти;

- акты на установку и привязку реперов.

Указанные акты должны быть оформлены с участием и подписаны службой технического надзора заказчика.

2.1.12 При сдаче-приемке линейной части МН после капитального ремонта с заменой изоляции и ремонта стенки трубы генподрядчик представляет приемочной комиссии, состав которой определен РД 39-00147105-015-98, следующую документацию:

- перечень организаций, участвовавших в ремонте нефтепровода, с указанием выполненных ими видов работ и фамилий специалистов, ответственных за каждый вид работ;

- сертификаты, технические паспорта и другие документы, удостоверяющие качество материалов, труб, конструкций и деталей, примененных при производстве ремонтных работ;

- комплект рабочих чертежей со всеми внесенными в них изменениями;

- перечень всех допущенных при капитальном ремонте отступлений от рабочих чертежей с указанием причин и предъявлением документов, подтверждающих согласование на эти отступления организации, которой выполнен проект капитального ремонта объекта;

- акты об устранении дефектов;

- документы по антикоррозионной изоляции: сертификаты, паспорта на изоляционные материалы, журнал изоляционных работ, акты на очистку и изоляцию труб, акт на проверку сплошности покрытия.

Указанные акты должны быть оформлены с участием и подписаны службой технического надзора заказчика.

2.1.13 При вводе в эксплуатацию вновь построенных МН, трасса которого проходит в одном техническом коридоре с другими коммуникациями, владелец МН должен составить с владельцами других коммуникаций и сооружений технического коридора договор или инструкцию об условиях совместной эксплуатации линейных сооружений и порядок действий сторон при авариях и чрезвычайных ситуациях.

2.1.14 До начала пуско-наладочных работ и работ по комплексному опробованию МН, оборудования, устройств, сооружений ОАО МН и их филиалы должны укомплектовать вводимые объекты обслуживающим персоналом и специалистами соответствующей квалификации.

2.1.15 К началу ввода в эксплуатацию все объекты и рабочие места должны быть укомплектованы необходимой документацией, запасами материалов, запчастями, инвентарем согласно установленным нормам.

**2.2 Площадочные сооружения**

2.2.1 Нефтеперекачивающие станции, базы приема и отгрузки нефти, станции смешения, пункты подогрева нефти должны приниматься в эксплуатацию после завершения всех строительно-монтажных работ, предусмотренных проектом, проведения пуско-наладочных работ и предъявления генподрядчиком исполнительно-технической документации, удостоверяющей соответствие выполнения строительно-монтажных работ проекту, строительным нормам и правилам, ведомственным нормативным документам, а также после выполнения комплекса работ по испытанию, наладке, опробованию отдельных узлов.

2.2.2 Приемка в эксплуатацию вновь построенной НПС и объектов НПС после реконструкции и капитального ремонта, проведенных с внесением изменений в первоначальный проект и изменением технических характеристик объекта, должна проводиться приемочной комиссией, назначаемой ОАО МН. До предъявления вновь построенной НПС приемочной комиссии должна быть проведена приемка объектов рабочей комиссией, назначаемой ОАО МН не позднее, чем за 3 месяца до планируемого срока начала работы комиссии.

Рабочая комиссия приступает к работе после получения письменного извещения генерального подрядчика о готовности объекта к сдаче.

Приемочные комиссии назначаются не позднее чем за 3 месяца до планируемого срока приемки объектов НПС в эксплуатацию.

2.2.3 Работоспособность и готовность, на вновь построенной НПС, оборудования, сооружений, агрегатов, резервуаров, технологических систем, систем энергообеспечения, автоматики к работе и после реконструкции и капитального ремонта должны проверяться комплексным опробованием.

При комплексном опробовании в соответствии с утвержденной заказчиком программой проводится проверка исправности и работоспособности оборудования, систем и сооружений под нагрузкой совместно с системами сигнализации, защиты, автоматики и телемеханики.

Комплексное опробование работоспособности оборудования НПС считается проведенным при условии отсутствия неисправностей и непрерывной работе под нагрузкой каждой единицы оборудования совместно с системами обеспечения, автоматики, телемеханики в течение 72 часов.

2.2.4 Комплексной приемке оборудования насосной станции должны предшествовать опробование и регулировка всех вспомогательных систем, защит, а также индивидуальное опробование каждого насосного агрегата с оформлением соответствующих актов.

2.2.5 До начала комплексного опробования объекты МН должны быть укомплектованы обученным эксплуатационным персоналом; рабочие места обеспечены инструкциями, технологическими картами, схемами, технической и оперативной документацией; оснащены требуемыми материалами, инструментами и запасными частями, средствами индивидуальной защиты. На объектах должны быть выполнены противопожарные мероприятия: смонтированы, налажены автоматические системы защиты агрегатов, общестанционные защиты, системы сигнализации и извещения о пожаре и пожаротушении.

2.2.6 Приемка электроустановок в эксплуатацию осуществляется согласно требованиям СНиП 3.05.05, Правил устройства электроустановок и настоящих Правил.

2.2.7 При приемке в эксплуатацию вновь построенных НПС, станций смешения и пунктов подогрева нефти рабочей и приемочной комиссиям подрядчиком предъявляются следующие документы:

- утвержденный технический проект, рабочие чертежи зданий и сооружений со всеми внесенными в процессе строительства изменениями, согласованными с проектной организацией;

- паспорт на земельный участок, согласования об отводе площадки под строительство наземных сооружений;

- заводские паспорта и инструкции на смонтированное оборудование, акты на их ревизию и испытания;

- заводские сертификаты на трубы, фасонные изделия, арматуру, провода и кабели линий электропередачи;

- сертификаты соответствия на оборудование;

- документы, характеризующие качество работ при сооружении технологических трубопроводов;

- документы, определяющие качество питьевой и производственной воды;

- согласования сброса фекальных, производственных и ливневых вод;

- акты на скрытые работы;

- сертификаты материалов, паспорта лабораторных испытаний несущих бетонных и железобетонных конструкций резервуаров и фундаментов под оборудование;

- согласования с железнодорожными организациями, разрешающие эксплуатацию подъездных путей и операции на сливо-наливных станциях (эстакадах);

- документация на элементы резервуаров, изготовленных 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;

- журналы работ по сооружению резервуаров и журналы сварочных работ;

- акты испытаний резервуаров на прочность и герметичность;

- акты испытаний технологических трубопроводов, теплосетей, водопроводных сетей, напорных канализационных коллекторов, самотечных систем;

- акты проверки стационарных систем пожаротушения и оповещения о пожаре;

- акты проверки герметичности разделительных стен насосных.

Проектно-техническая документация по электроустановкам должна включать:

- проект электроустановки;

- технические условия подключения объекта к сетям энергоснабжающей организации;

- согласование проекта с энергоснабжающей организацией;

- разрешение на присоединение установленной мощности к энергосистеме;

- допуск Госэнергонадзора на включение законченной монтажом электроустановки;

- генплан с указанием зон защиты молниеприемников;

- генплан с указанием взрывоопасных зон и помещений с указанием их категорий;

- инвентарную опись электрооборудования;

- исполнительные чертежи по строительной части зданий и сооружений электроустановок;

- исполнительные чертежи, схемы, паспорта электрооборудования, кабельных и воздушных линий;

- исполнительные чертежи по вторичной коммутации с фактически выполненной прокладкой, маркировкой проводов и кабелей;

- исполнительные планы силовых, контрольных кабелей, осветительных проводок;

- исполнительные чертежи по заземлению, молниезащите, защите от вторичных проявлений молнии и статического электричества;

- акты на скрытые работы;

- акты на выполнение переходов и пересечений;

- протоколы испытаний на плотность трубной электропроводки во взрывоопасных помещениях;

- акты (протоколы) на испытание заземляющих устройств (контуров);

- паспорта, сертификаты заводов-изготовителей на электрооборудование.

Указанные акты должны быть оформлены с участием и подписаны службой технического надзора заказчика.

2.2.8 При приемке после реконструкции или капитального ремонта объекта НПС подрядчиком предъявляются приемочной комиссии следующие документы, по принадлежности к объекту:

- утвержденный технический проект и рабочие чертежи проведенной реконструкции или капитального ремонта объекта НПС со всеми внесенными изменениями, согласованными с проектной организацией;

- заводские паспорта и инструкции на смонтированное оборудование, акты на их ревизию и испытания;

- заводские сертификаты на трубы, фасонные изделия, арматуру, провода и кабели линий электропередачи;

- сертификаты соответствия на вновь установленное оборудование;

- документы, характеризующие качество работ при реконструкции или капитальном ремонте технологических трубопроводов;

- акты на скрытые работы;

- сертификаты материалов, паспорта лабораторных испытаний несущих бетонных и железобетонных конструкций резервуаров и фундаментов под оборудование;

- документация на элементы резервуаров, изготовленных 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;

- журналы работ по сооружению резервуаров и журналы сварочных работ;

- акты испытаний резервуаров на прочность и герметичность;

- акты испытаний технологических трубопроводов, теплосетей, водопроводных сетей, напорных канализационных коллекторов, самотечных систем;

- акты проверки стационарных систем пожаротушения и оповещения о пожаре;

- акты проверки герметичности разделительных стен насосных.

Проектно-техническая документация по электроустановкам должна включать:

- исполнительные чертежи по строительной части зданий и сооружений электроустановок;

- исполнительные чертежи, схемы, паспорта электрооборудования, кабельных и воздушных линий;

- исполнительные чертежи по вторичной коммутации с фактически выполненной прокладкой, маркировкой проводов и кабелей;

- исполнительные планы силовых, контрольных кабелей, осветительных проводок;

- исполнительные чертежи по заземлению, молниезащите, защите от вторичных проявлений молнии и статического электричества;

- акты на скрытые работы;

- акты на выполнение переходов и пересечений;

- протоколы испытаний на плотность трубной электропроводки во взрывоопасных помещениях;

- акты (протоколы) на испытание заземляющих устройств (контуров);

- паспорта, сертификаты заводов-изготовителей на электрооборудование.

Указанные акты должны быть оформлены с участием и подписаны службой технического надзора заказчика.

**3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕГЛАМЕНТ**

**3.1 Общая часть (задачи, функции и состав технологического регламента)**

3.1.1 Технологический регламент является техническим документом, определяющим порядок организации перекачки нефти по магистральному нефтепроводу, и предназначен для решения задач экономичного, надежного и безопасного ведения технологического процесса.

3.1.2 Технологический регламент должен соответствовать проектным техническим решениям, исполнительной технической документации, действительным характеристикам и условиям работы нефтепровода, нормам и требованиям действующих межотраслевых и отраслевых нормативных документов: СНиП, стандартов, технических условий, правил безопасности, правил технической эксплуатации сооружений и оборудования, норм и правил пожарной безопасности.

3.1.3 Технологический регламент составляется на каждый магистральный нефтепровод с законченным технологическим циклом. В случаях, если магистральный нефтепровод эксплуатируется двумя или несколькими ОАО МН, технологический регламент составляется на каждый закрепленный за ОАО МН участок и взаимно согласовывается соответствующими смежными ОАО МН, эксплуатирующими данный магистральный нефтепровод.

3.1.4 Технологический регламент должен состоять из введения, основной части и приложений.

Во введении обязательными являются сведения о разработчике регламента (ОАО МН), а также перечень основной исполнительной и технической документации.

В основной части должны быть представлены разделы:

- характеристика нефтепровода, НПС и перекачиваемых товарных нефтей;

- технологические режимы работы МН;

- порядок ведения технологического процесса перекачки (пуск и остановка нефтепровода, отдельных НПС, насосных агрегатов, переход с одного режима на другой при изменении производительности);

- организация последовательной перекачки, способы контроля за движением и сопровождения различных партий нефти;

- особенности и технологические режимы перекачки нефтей с аномальными свойствами (высоковязких и высокозастывающих, сернистых, высокосернистых, с наличием сероводорода);

- организация режимов перекачки в условиях снижения загрузки, в том числе при наличии самотечных участков трубопроводов, проложенных в сложных рельефных условиях;

- управление нефтепроводом и контроль технологического процесса;

- порядок очистки внутренней полости нефтепровода;

- отклонения от нормального технологического процесса, причины и методы их устранения;

- контроль герметичности нефтепровода;

- порядок приема, поставки и учета нефти.

В приложениях приводится:

- перечень обязательных инструкций для должностных лиц и обслуживающего персонала по обеспечению безопасного ведения технологического процесса, а также действий персонала в аварийных ситуациях;

- схемы технологические НПС и линейной части нефтепровода;

- копии “Формуляров подтверждения величины разрешенного рабочего давления” для линейной части магистрального трубопровода и насосных станций, составленные в соответствии с РД-08-183-98 и нормативно-технической документацией для случаев, указанных в 1.4.4 настоящих Правил;

- технологическая карта магистрального нефтепровода;

- карта уставок технологических защит нефтепровода;

- сжатый продольный профиль нефтепровода с нанесением эпюр максимальных разрешенных рабочих давлений по участкам с учетом фактического состояния нефтепровода, эпюр давлений технологических режимов по участкам;

- графики изменения плотности и вязкости нефти в зависимости от температуры;

- формы оперативно-диспетчерской документации;

- совмещенные гидравлические характеристики НПС и участков нефтепровода (при отсутствии программы расчета технологических режимов на компьютере);

- паспортные напорные, кавитационные и энергетические характеристики насосов;

- допустимые нагрузки электродвигателей магистральных и подпорных насосных агрегатов;

- градуировочные таблицы резервуаров и технологических емкостей, расчеты вместимости участков линейной части нефтепровода и технологических трубопроводов.

3.1.5 На действующий нефтепровод технологический регламент разрабатывается ОАО МН или по его поручению филиалом, эксплуатирующим данный нефтепровод. К разработке регламента или отдельных его разделов должны привлекаться проектные и научно-исследовательские организации.

На вновь вводимый нефтепровод регламент разрабатывается ОАО МН с привлечением проектной организации.

Технологический регламент подписывается разработчиками, утверждается главным инженером ОАО МН.

3.1.6 Срок действия регламента устанавливается 3 года.

3.1.7 Технологический регламент пересматривается по истечении срока его действия, при изменении состава документации, регламентирующей порядок эксплуатации трубопровода, охраны труда и промышленной безопасности, а также при внесении принципиальных изменений в технологическую схему и в режимы работы объектов нефтепровода.

**3.2 Требования к технологическим режимам перекачки**

3.2.1 Технологический режим должен обеспечивать перекачку нефти с требуемой производительностью, с наименьшими эксплуатационными затратами.

3.2.2 Технологическим режимом перекачки по магистральному нефтепроводу задаются значения следующих основных параметров:

- производительность нефтепровода;

- количество работающих магистральных насосных агрегатов на каждой НПС, диаметры рабочих колес;

- рабочее давление на приеме, до и после регулятора давления на каждой НПС;

- максимальное разрешенное рабочее давление на нагнетании насосов и на нагнетании НПС;

- максимальное разрешенное давление для линейной части нефтепровода на входе НПС;

- минимально допустимое рабочее давление на всасывании насосов;

- максимально-допустимая нагрузка на электродвигатель насосного агрегата;

- наибольшая и наименьшая температура нефти, закачиваемой в нефтепровод.

3.2.3 Максимально разрешенное давление по участкам нефтепровода устанавливается с учетом раскладки труб по нефтепроводу и фактического состояния труб. Рабочее давление на участке трубопровода должно быть не выше максимально разрешенного давления.

3.2.4 Заданная производительность перекачки на участке нефтепровода может обеспечиваться:

- работой головной станции (подпорным или основным агрегатом);

- работой головной станции с промежуточными НПС или частью промежуточных НПС;

- работой насосной грузоотправителей при условии соблюдения технологического регламента эксплуатации участка нефтепровода, утвержденного главным инженером ОАО МН.

Оптимальные режимы в условиях недогрузки должны обеспечиваться использованием сменных роторов магистральных насосов, заменой действующих насосов на типоразмеры меньшей производительности, перекачкой одной НПС по параллельным нефтепроводам с обеспечением контроля каждого эксплуатационного участка МН.

**3.3 Ведение технологических процессов**

3.3.1 Технологический процесс перекачки может осуществляться по следующим схемам:

- "через резервуары" - применяется для коммерческого учета нефти на НПС и накопления нефти;

- "из насоса в насос" - применяется на промежуточных НПС, на которых не установлены подпорные насосы и резервуары;

- “с подключенными резервуарами” - применяется на промежуточных НПС при необходимости компенсации неравномерности производительности на смежных участках нефтепровода.

3.3.2 Расчетное время работы магистральных нефтепроводов с учетом остановок на ремонт принимается равным 350 дням или 8400 часам в год.

3.3.3 При переключениях на линейной части, технологических трубопроводах, производимых без остановки перекачки, закрытие задвижки должно производиться только после открытия задвижек в новом направлении перекачки.

3.3.4 При пусках, остановках и переключениях насосных агрегатов давления в нефтепроводе не должны превышать значений, разрешенных технологическими картами.

3.3.5 В целях уменьшения усталостных напряжений в металле труб и оборудования, повышения их долговечности необходимо обеспечить наиболее длительную работу нефтепровода на заданном технологическом режиме, избегая значительных колебаний давления - остановок одного или двух насосных агрегатов НПС, остановки перекачки нефти по трубопроводу и полного сброса давления.

3.3.6 При каждом непредвиденном изменении технологических параметров работы нефтепровода немедленно принимаются меры по выяснению и устранению причин, вызвавших эти изменения.

3.3.7 Управление технологическим процессом приема, перекачки и поставки нефти производится:

- на уровне Компании – центральным диспетчерским управлением (ЦДУ);

- на уровне ОАО МН – диспетчерской службой ОАО МН с центрального диспетчерского пункта;

- на уровне технологических объектов - диспетчерской службой филиалов ОАО МН с районного диспетчерского пункта (РДП) и оперативным персоналом НПС (ЛПДС), нефтебаз, наливных станций с местных диспетчерских пунктов (МДП) и операторных пунктов.

3.3.8 ЦДУ осуществляет:

- оперативное управление перекачкой нефти по системе магистральных нефтепроводов на основании коммерческих договоров, графиков, маршрутных поручений по приему, транспорту и поставке нефти;

- учет приема, перекачки, отгрузки и поставки нефти;

- контроль количества нефти и свободной емкости в товарных парках производителей нефти, ОАО МН и грузополучателей;

- принятие необходимых мер по изменению грузопотоков нефти в случаях возникновения отказов на нефтепроводах;

- согласование с ОАО МН остановок участков нефтепроводов продолжительностью более 8 часов, либо связанных с сокращением объемов перекачки.

3.3.9 Диспетчерская служба ОАО МН на основании плановых заданий ЦДУ осуществляет:

- оперативное планирование и управление приемом, перекачкой, отгрузкой и поставкой нефти по каждому участку нефтепровода, приемно-сдаточному пункту, наливным станциям, нефтебазам в пределах ОАО МН;

- учет приема, перекачки и поставки нефти;

- обеспечение оптимального технологического режима и контроль основных технологических параметров перекачки нефти;

- учет движения нефти по отдельным или группе нефтепроводов и наличия нефти, свободной емкости в резервуарных парках;

- контроль за ходом выполнения аварийно-восстановительных работ;

- контроль за ходом плановых работ, производимых по планам-графикам, особенно на этапах подготовки, обеспечения необходимых запасов нефти, свободной емкости в резервуарных парках, откачки нефти из нефтепровода, заполнения и вывода его на режим;

- согласование вопросов учета, откачки, заполнения нефтепроводов, качества нефти, порядка и режимов пропуска средств очистки на этапах разработки мероприятий (планов) проведения ремонтно-восстановительных работ на смежных участках нефтепроводов, проводимых другими ОАО МН;

- контроль и анализ баланса перекачки нефти по системе нефтепроводов ОАО МН в целом и отдельным ее участкам;

- контроль за качеством транспортируемой нефти;

- согласование с ЦДУ плановых остановок участков нефтепроводов продолжительностью более 8-ми часов, либо связанных с сокращением приема или поставки нефти.

3.3.10 Диспетчерская служба филиала ОАО МН на основании приказа ОАО МН о распределении функций, границ обслуживания и грузооборотов между филиалами в пределах своих установленных границ выполняет:

- непосредственное управление технологическими процессами приема, перекачки и поставки нефти;

- контроль технологических параметров перекачки нефти;

- учет движения нефти по нефтепроводам, резервуарным паркам, приемно-сдаточным пунктам;

- контроль качества принимаемой, перекачиваемой и сдаваемой нефти;

- контроль текущего положения запорной арматуры;

- контроль, регистрацию, анализ баланса перекачки нефти.

3.3.11 Оперативный персонал НПС (ЛПДС), нефтебазы, наливной станции осуществляет:

- непосредственное управление технологическим оборудованием, системами, сооружениями;

- первичный учет количества принимаемой, перекачиваемой, сдаваемой, находящейся на хранении нефти и контроль ее качества;

- постоянный контроль технологических параметров, технического состояния основного и вспомогательного оборудования, систем, сооружений на вверенных объектах, а также регистрацию через каждые 2 часа значений технологических параметров.

3.3.12 Все переключения на линейной части МН, технологических трубопроводах, в резервуарном парке, пуски, остановки основного оборудования, изменения режимов работы НПС, нефтепроводов должны регистрироваться в оперативной документации диспетчерских служб и оперативного персонала НПС (ЛПДС), нефтебаз, наливных станций.

3.3.13 Нефтепроводы, резервуары, основное нефтеперекачивающее оборудование должны выводиться из работы или резерва только по согласованию с диспетчером, кроме случаев их аварийного состояния или явной опасности для здоровья и жизни людей.

Вывод в ремонт основного и вспомогательного оборудования, систем, резервуаров, нефтепроводов, других объектов и сооружений МН производится в порядке, установленном регламентами ОАО МН.

3.3.14 Оперативный контроль, регистрация, анализ основных технологических параметров работы МН, баланса нефти осуществляется не реже, чем через каждые два часа, на всех уровнях диспетчерских служб.

3.3.15 При возникновении аварийных ситуаций на объектах МН оперативно-диспетчерский персонал должен действовать согласно Планам ликвидации возможных аварий и Планам тушения пожаров.

3.3.16 Работники оперативно-диспетчерских служб в рамках своих выполняемых функций руководствуются:

- настоящими Правилами;

- должностными, производственными инструкциями;

- инструкцией по учету нефти при ее транспортировке;

- инструкциями по пропуску внутритрубных инспекционных снарядов (ВИС);

- технологической картой нефтепроводов, резервуаров, технологических трубопроводов;

- графиком плановых остановок магистральных нефтепроводов;

- положением о приеме и движении нефти в системе МН;

- графиками, маршрутными поручениями приема нефти от производителей (грузоотправителей), перекачки, отгрузки и поставки ее грузополучателям;

- картой уставок технологических защит нефтепровода, основного и вспомогательного оборудования НПС;

- планами ликвидации возможных аварий и планами тушения пожаров;

- схемой технологических грузопотоков нефти в системе Компании;

- положением о диспетчерской службе, отделе;

- стандартами, техническими условиями на принимаемую и сдаваемую нефть;

- правилами по охране труда, пожарной безопасности, промышленной безопасности;

- инструкциями по эксплуатации средств телемеханики, аппаратуры и передачи информации.

3.3.17 Работа оперативно-диспетчерской службы оформляется записями в следующих документах:

- суточном диспетчерском листе;

- в оперативных журналах;

- журнале распоряжений;

- журнале регистрации входящих и исходящих телефонограмм;

- журнале контроля движения средств очистки и диагностики;

- журнале учета последовательной перекачки;

- суточных сводках;

- журналах регистрации качества принимаемой и сдаваемой нефти;

- журналах регистрации и исполнения маршрутных поручений;

- журнале приема-сдачи смены.

Срок хранения перечисленных документов 3 года.

3.3.18 Диспетчерские службы ОАО МН и его филиалов, оперативный персонал НПС, нефтебаз, наливных станций должны иметь следующие чертежи и схемы:

- подробный профиль и план трассы нефтепровода с ситуацией, указанием мест подключения путевых подкачек и сбросов нефти, расположения линейных задвижек, вантузов, КИП, сигнализаторов прохождения очистных устройств;

- подробные технологические схемы объектов с обозначением номеров задвижек, резервуаров, основных, подпорных агрегатов, фильтров-грязеуловителей, другого оборудования с указанием их основных технических характеристик.

- технологические карты резервуаров;

- карты уставок технологических защит нефтепровода, НПС;

- градуировочные таблицы резервуаров;

- расчетные технологические режимы НПС, нефтепровода;

- инструкция дежурному диспетчеру при возникновении аварийных ситуаций на объектах МН.

На профилях нефтепроводов должны быть указаны:

- высотные отметки расположения линейных задвижек, вантузов, путевых сбросов, подкачек, манометров, оси магистральных трубопроводов;

- места расположения по трассе (км, пикет) вышеуказанного оборудования, приборов и сооружений.

На технологических схемах НПС, приемо-сдаточных пунктов (ПСП), нефтебаз, наливных станций должны указываться высотные отметки оси основных магистральных агрегатов, днищ каждого резервуара, в том числе резервуаров грузоотправителей, грузополучателей, задействованных в технологическом процессе приема, перекачки, поставки нефти.

**3.4 Организация перекачки в особых условиях**

***Последовательная перекачка, способы контроля и сопровождения различных партий нефти***

3.4.1 Перекачка нескольких сортов нефти по одному магистральному нефтепроводу должна осуществляться последовательно с соблюдением требований по сохранению их качества.

3.4.2 При организации последовательной перекачки должен быть выполнен комплекс организационно-технических мероприятий, обеспечивающих ее проведение в соответствии со специально разработанной инструкцией.

3.4.3 Основные параметры последовательной перекачки: последовательность подачи различных нефтей в трубопровод, метод контактирования, величина партий нефтей, границы разделения партий нефтей на конечном пункте, методы реализации смеси нефтей - должны устанавливаться технологическим расчетом и отражаться в Инструкции.

3.4.4 При турбулентном режиме движения перекачиваемых нефтей последовательная перекачка, как правило, осуществляется при непосредственном контактировании партий нефтей.

3.4.5 При транспортировании обводненных и подготовленных нефтей по одному трубопроводу, а также при ламинарном режиме движения нефтей, последовательная перекачка должна вестись с разделителями.

3.4.6 При вынужденных остановках перекачки смесь, по возможности, должна располагаться на участках нефтепровода с профилем близким к горизонтальному, где нефть с меньшей плотностью располагалась бы по профилю выше нефти с более высокой плотностью.

3.4.7 При организации последовательной перекачки должны быть предусмотрены:

- контроль за прохождением смеси, разделителей в нефтепроводе;

- контроль качества нефти.

3.4.8 На всех НПС и конечном пункте должны быть контрольные пункты для наблюдения за последовательной перекачкой.

Контроль за прохождением смеси по трубопроводу может осуществляться автоматическими приборами контроля, обеспечивающими требуемую точность измерения концентрации нефтей в смеси.

3.4.9 В диспетчерском пункте нефтепровода не реже, чем через два часа фиксируются места нахождения смеси или разделителя и другие данные, необходимые для контроля последовательной перекачки.

3.4.10 При сдаче смеси нефти грузополучателям содержание одного сорта нефти в другом должно отвечать установленным требованиям по качеству нефти.

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

3.4.11 Перекачка высоковязких и высокозастывающих нефтей по нефтепроводу должна осуществляться с подогревом. При этом нефтепровод оснащается пунктами подогрева нефти (ППН) согласно проекту.

3.4.12 Давление в трубопроводе при заполнении его транспортируемой нефтью должно устанавливаться в соответствии с теплогидравлическим расчетом процесса пуска. Оно должно соответствовать точке минимума гидравлической характеристики нефтепровода. Принятое расчетное давление не должно быть ниже упругости паров транспортируемой нефти при максимальной температуре перекачиваемой среды на данном участке нефтепровода.

3.4.13 Температура нефти, поступающей в нефтепровод, в период пуска должна соответствовать тепловому расчету. Она должна быть не ниже номинальной температуры для условий стационарного режима перекачки нефти по трубопроводу. Температура нефти, поступающей в трубопровод в период пуска, должна устанавливаться, исходя из требований, предъявляемых к сохранности изоляционных и теплоизоляционных покрытий и обеспечения допустимых температурных напряжений в металле трубы.

3.4.14 Для облегчения условий пуска нефтепровода после строительства и остановки перекачки, а также при работе на пониженных производительностях рекомендуется применение депрессаторных присадок.

3.4.15 Количество вводимого депрессатора должно определяться на основании реологических исследований, выполненных в лабораторных условиях, а также по результатам опробования в промышленных условиях и указываться в технологической карте НПС.

3.4.16 Ввод депрессатора в нефтепровод должен осуществляться дозировочными насосами в виде смеси с исходной нефтью, подогретой до требуемой температуры.

3.4.17 При перекачке с подогревом на каждый месяц должен быть разработан оптимальный температурный режим на основе данных о фактических свойствах перекачиваемой нефти и температуры окружающей среды. В температурном режиме указывается температура нагрева нефти на каждой станции подогрева и температура нефти на приеме последующей станции подогрева.

3.4.18 Нормы температуры подогрева нефти и допустимого значения температуры остывания нефти при остановках перекачки должны указываться в технологической карте каждой НПС.

При застывании нефти в нефтепроводе она должна вытесняться маловязкой нефтью в стационарные или передвижные емкости, находящиеся у линейных задвижек, на НПС или станциях подогрева.

3.4.19 При перекачке вязкой нефти с разбавителем необходимая пропорция смеси должна определяться в каждом конкретном случае на основании лабораторных исследований нефти, разбавителя, а также их смеси. Качество смеси необходимо проверять не реже, чем через два часа по пробам жидкости.

3.4.20 Конструктивные особенности сооружений, параметры оборудования и устройств МН для перекачки высокосернистой, сернистой и с наличием сероводорода нефтей устанавливаются проектом в соответствии с действующими нормативными документами.

Эксплуатация МН, перекачивающих указанные нефти, должна проводиться по отдельно разрабатываемым регламентам, инструкциям и другим документам, предусматривающим обеспечение безопасной и надежной эксплуатации нефтепровода.

На НПС должен быть организован систематический контроль за концентрацией сероводорода, установлены соответствующие предупредительные знаки, предусмотрены другие меры безопасности.

***Особенности организации перекачки на нефтепроводах со сложным рельефом трассы***

3.4.21 Для нефтепроводов со сложным рельефом трассы в условиях неполной их загрузки допускается перекачка с неполным заполнением поперечного сечения трубопровода после перевальной точки. В этом случае разрабатывается Технологический регламент эксплуатации нефтепровода с самотечными участками, в котором должны быть:

- обоснована возможность и целесообразность эксплуатации данного нефтепровода с самотечными участками;

- разработаны технологические карты нефтепровода с учетом течения нефти на ниспадающем склоне после перевальной точки с неполным заполнением сечения трубопровода;

- регламентирована процедура определения утечек нефти из трубопровода в аварийных ситуациях, в том числе и при работе с самотечными участками;

- разработана методика учета количества перекачиваемой нефти в трубопроводе с самотечными участками применительно к задаче инвентаризации нефти;

- определены минимальные скорости пропуска диагностических и очистных устройств.

Технологический регламент при этом должен быть согласован Госгортехнадзором России или его региональным округом по принадлежности нефтепровода.

3.4.22 При наличии проектных решений, предусматривающих исключение работы с самотечными участками, регламентируются параметры эксплуатации станции защиты нефтепровода в зависимости от режимов перекачки, физико-химических свойств транспортируемой нефти.

**4 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ**

**4.1 Линейная часть магистральных нефтепроводов**

***Общие положения***

4.1.1 Линейная часть магистрального нефтепровода состоит из:

- трубопровода с ответвлениями и лупингами, запорной и регулирующей арматурой, переходов через естественные и искусственные препятствия, узлов подключения насосных станций, узлов пуска и приема очистных и диагностических устройств, узлов автоматического перекрытия трубопроводов (УАПТ);

- противопожарных средств, противоэрозионных и защитных сооружений;

- установок электрохимической защиты нефтепроводов от коррозии;

- линий и сооружений технологической связи, средств автоматики и телемеханики;

- линий электропередач и электроустановок;

- земляных амбаров для сброса нефти из МН;

- сооружений для обслуживания МН (АВП, дома обходчиков, блок-посты);

- вдольтрассовых проездов и переездов через нефтепроводы, постоянных дорог, вертолетных площадок, расположенных вдоль трассы нефтепровода, и подъездов к ним, опознавательных и сигнальных знаков местонахождения нефтепроводов, сигнальных знаков при пересечении нефтепроводами судоходных рек.

4.1.2 Безопасность, эффективность и надежность эксплуатации линейной части должны обеспечиваться следующими мерами:

- периодическим патрулированием, осмотрами и комплексными диагностическими обследованиями с использованием технических средств;

- поддержанием в исправном состоянии за счет своевременного выполнения ремонтно-профилактических работ;

- своевременной модернизацией морально устаревшего или изношенного оборудования;

- соблюдением требований к охранной зоне и зоне установленных нормами минимальных расстояний до населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений;

- соблюдением условий обеспечения пожаровзрывобезопасности и противопожарной защиты;

- уведомлением руководителей организаций и информацией населения близлежащих населенных пунктов о местонахождении нефтепровода и мерах безопасности.

4.1.3 Техническое обслуживание линейной части МН включает:

- патрулирование трассы нефтепровода - визуальные наблюдения с целью своевременного обнаружения опасных ситуаций, угрожающих целостности и безопасности МН и безопасности окружающей среды;

- регулярные осмотры и обследования всех сооружений по 4.1.1 с применением технических средств с целью определения их технического состояния.

4.1.4 Техническое обслуживание линейной части МН должно проводиться аварийно-восстановительной службой и специализированными организациями, имеющими лицензию на проведение соответствующих работ.

***Патрулирование трассы нефтепровода***

4.1.5 Трасса магистрального нефтепровода должна патрулироваться с целью контроля состояния охранной зоны и прилегающей территории, выявления факторов, которые могут создавать угрозу безопасности и надежности эксплуатации нефтепровода.

Патрулирование трассы магистрального нефтепровода может осуществляться одним из трех способов:

- воздушное патрулирование;

- наземное патрулирование на транспортных средствах, включая плавсредства;

- наземное патрулирование, выполняемое пешим порядком.

4.1.6 При патрулировании ЛЧ МН особое внимание должно быть уделено:

- наличию признаков утечек нефти;

- строительным и земляным работам, в т.ч. проводимым сторонними организациями;

- эрозии грунта;

- льдообразованию;

- образованию промоин и размывов;

- оползневым участкам;

- оседанию грунта над трубопроводом;

- оголению трубопровода;

- пересечению нефтепроводом водотоков, железных и автомобильных дорог.

4.1.7 Структурные подразделения филиалов, эксплуатирующих объекты МН, должны содержать в рабочем состоянии проезды, подъездные пути, переезды через нефтепроводы, вдольтрассовые дороги, вертолетные площадки и взлетно-посадочные полосы авиатранспорта для обслуживания линейной части МН.

4.1.8 Периодичность патрулирования и состав работ должны устанавливаться лицами, ответственными за обеспечение промышленной безопасности, и могут корректироваться руководством ОАО МН с учетом таких факторов как:

- разрешенное рабочее давление;

- диаметр нефтепровода;

- плотность населения;

- свойства перекачиваемой нефти;

- характеристика местности;

- погодные условия;

- срок эксплуатации нефтепровода.

4.1.9 Патрулирование должно выполняться со следующей периодичностью:

- осмотр состояния поверхности земли по трассе нефтепровода и защитных сооружений - с периодичностью не реже одного раза в три недели и по меньшей мере 26 раз в календарном году;

- пересечений автомобильных и железных дорог:

- дорог Федерального значения не менее четырех раз в календарном году с периодичностью не превышающей 7,5 месяцев;

- остальных дорог не менее двух раз в календарном году с периодичностью не превышающей 7,5 месяцев;

- переездов через нефтепровод не менее одного раза в год с периодичностью не превышающей 15 месяцев;

- пересечений водных преград:

- осмотр состояния берегов и берегоукреплений - один раз в календарный год с периодичностью, не превышающей 15 месяцев;

- дополнительное после весенних и аномальных паводков.

4.1.10 О замеченных утечках нефти, любых неисправностях и повреждениях сооружений по трассе, угрожающих нормальной работе нефтепровода или безопасности людей и находящихся вблизи предприятий, населенных пунктов, а также о нарушениях охранной зоны нефтепровода, лица, выполняющие патрулирование, должны немедленно сообщать непосредственному руководителю и диспетчеру.

4.1.11 При осуществлении воздушного патрулирования данные об угрожающей нефтепроводу деятельности или производстве строительных работ в непосредственной близости от нефтепровода должны быть уточнены на земле. В случае установления прямой угрозы безопасности или бесперебойной работе нефтепровода сведения об этом должны быть немедленно переданы ответственному должностному лицу по радио, телефону или другому средству связи.

4.1.12 Результаты патрулирования должны заноситься в журнал патрулирования.

***Обозначение трассы МН на местности***

4.1.13 Трасса нефтепровода на местности должна обозначаться опознавательно-предупредительными знаками в виде столбиков со щитами-указателями высотой 1,5-2 м от поверхности земли, устанавливаемыми в пределах прямой видимости через 500-1000 м, а также на углах поворота и пересечениях с другими трубопроводами и коммуникациями.

4.1.14 На щите-указателе должны быть приведены:

- наименование нефтепровода или входящего в его состав сооружения;

- местоположение оси нефтепровода от основания знака;

- привязка знака на трассе (км);

- охранная зона нефтепровода, телефоны и адрес организации, эксплуатирующей данный участок нефтепровода.

4.1.15 Трасса нефтепровода, особенно в местах переходов через железные и автомобильные дороги и водные препятствия, у линейной арматуры и на опасных участках, должна быть четко обозначена на местности постоянными предупреждающими знаками (аншлагами).

4.1.16 Опознавательными и предупредительными знаками должно быть четко обозначено местоположение коммуникаций, проходящих в одном техническом коридоре. Установку знаков необходимо оформлять совместным актом владельцев коммуникаций технического коридора и землепользователей.

4.1.17 Виды знаков на пересечениях автомобильных и железных дорог, правила их установки должны отвечать требованиям правил эксплуатации соответствующих путей сообщения и государственного стандарта на знаки.

4.1.18 Обходчики и машины линейной службы должны быть обеспечены переносными предупредительными знаками для обозначения на местности аварийно-опасных участков МН.

4.1.19 Все надземные переходы балочного типа должны быть оборудованы ограждениями, исключающими возможность доступа посторонних лиц и механизмов к нефтепроводу, иметь защитное покрытие и иметь предупредительный знак “Проход и проезд запрещен”.

4.1.20 Осмотр километровых знаков, указателей, установленных в местах пересечения с другими коммуникациями, размещения на нефтепроводе отводов, углов поворота, необходимо проводить не реже одного раза в месяц.

***Охранные зоны***

4.1.21 На всем протяжении трассы МН для исключения повреждений в соответствии с действующими Правилами охраны магистральных трубопроводов устанавливают охранную зону:

- вдоль трассы МН - в виде участка земли, ограниченного условными линиями, находящимися в 25 метрах от оси трубопровода с каждой стороны;

- вдоль трасс многониточных нефтепроводов в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 25 метрах от осей крайних трубопроводов с каждой стороны;

- вдоль подводных переходов нефтепроводов - в виде участка от водной поверхности до дна, заключенного между параллельными плоскостями, отстоящими от осей крайних ниток трубопроводов на 100 метров с каждой стороны;

- вокруг емкостей для хранения и дренажа нефти - в виде участка земли, ограниченного замкнутой линией, отстоящей от границ территории указанных объектов на 50 м во все стороны;

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

4.1.22 Земельные участки, входящие в охранные зоны, не изымаются у землепользователей и используются ими для проведения сельскохозяйственных и иных работ с обязательным соблюдением требований Правил охраны магистральных трубопроводов.

4.1.23 ОАО МН должны принимать необходимые меры для обеспечения установленных СНиП 2.05.06 минимальных расстояний до населенных пунктов, отдельных промышленных и сельскохозяйственных предприятий, сооружений, зданий от оси нефтепроводов в пределах 10÷3000 м (в зависимости от диаметра нефтепровода) и от НПС в пределах 20÷200 м (в зависимости от категории НПС).

4.1.24 При прохождении МН в одном техническом коридоре с инженерными коммуникациями других ведомств или их взаимном пересечении - основы взаимоотношений организаций, эксплуатирующих эти коммуникации и трубопроводы, определяются Правилами охраны магистральных трубопроводов.

4.1.25 Порядок и время ремонта нефтепроводов, проходящих в одном техническом коридоре с инженерными коммуникациями или пересекающих их, должны согласовываться с организациями, эксплуатирующими эти коммуникации.

4.1.26 Строительные и ремонтные работы в охранных зонах линий и сооружений технологической связи, телемеханики и электрических сетей, входящих в состав магистральных нефтепроводов, должны выполняться с соблюдением требование нормативных документов по охране линий и сооружений связи и электрических сетей, а также настоящих Правил.

4.1.27 Все изменения, касающиеся строительства объектов в охранной зоне МН, пересечений нефтепровода коммуникациями другого назначения, а также конструктивные изменения объектов линейной части МН, должны быть своевременно внесены в исполнительную документацию.

4.1.28 При производстве строительно - монтажных и ремонтных работ в охранной зоне должны выполняться требования Правил охраны МН.

В охранной зоне любые работы и независимо от производителя работ должны выполняться с оформлением наряда-допуска и под надзором организации, эксплуатирующей МН.

4.1.29 Весь персонал ОАО МН и его филиалов при выездах на трассу нефтепровода, независимо от основных обязанностей и целей выезда, должен следить за состоянием охранной зоны магистрального нефтепровода. При обнаружении любого вида деятельности или событий, которые могут отрицательно повлиять на безопасность эксплуатации нефтепровода, на его нормальную работу или на возможность выполнения технического обслуживания и ремонта нефтепровода работник предприятия, эксплуатирующего МН, обязан провести предварительное расследование и сообщить руководству своего предприятия.

4.1.30 На всех участках магистрального нефтепровода должна быть обеспечена возможность вдольтрассового проезда и подъезда к любой точке нефтепровода для выполнения профилактических, ремонтных и аварийных работ.

4.1.31 Полоса земли шириной не менее 3 м от оси с каждой стороны нефтепровода и обслуживающих их линий электропередачи и связи должна периодически расчищаться от деревьев, кустарников, поросли для обеспечения видимости трассы с воздуха, свободного передвижения техники и пожаробезопасности. Выполнение этих работ производится без оформления лесорубочных билетов и без согласования с собственниками земельных участков (землепользователей).

4.1.32 По всей трассе должна поддерживаться проектная глубина заложения нефтепровода, при возникновении оголения, провисания, размыва участков нефтепровода они должны быть отремонтированы в соответствии с требованиями строительных норм и правил.

Фактическая глубина заложения нефтепровода должна контролироваться на непахотных землях не реже одного раза в пять лет, на пахотных - один раз в год. Контроль производится через 500 м по длине и в характерных точках (низины, овраги и др.).

По окончании работ, связанных с вскрытием нефтепровода, оголенные участки его должны быть засыпаны в соответствии с нормативными требованиями.

4.1.33 Для защиты от размыва траншеи и обнажения нефтепроводов должны предусматриваться соответствующие мероприятия: организация стока поверхности вод, крепление оврагов и промоин, размываемых берегов водных преград и другие.

Растущие овраги и промоины, расположенные в охранной зоне и в стороне от трассы, которые при своем развитии могут достичь трубопровода, должны укрепляться.

4.1.34 Для нефтепроводов, проложенных в земляных насыпях через балки, овраги и ручьи, обязательно устройство водопропусков, обеспечивающих пропуск расчетного расхода воды.

4.1.35 При пересечении нефтепроводами крутых склонов, промоин, оросительных каналов, кюветов следует предусматривать в местах их пересечения глиняные (или из другого подобного материала) перемычки, предотвращающие распространение воды по траншее и проток её вдоль трубопровода.

4.1.36 Осмотр трассы нефтепровода должен проводиться не реже одного раза в неделю, а в паводковый период три раза в неделю.

Внеочередные осмотры трассы МН проводятся после стихийных бедствий, при обнаружении утечек нефти, падении давления, нарушении баланса нефти и других признаков повреждения нефтепровода.

***Наземное оборудование***

4.1.37 Запорная арматура, узлы пуска и приема очистных и диагностических устройств должны быть легкодоступны для обслуживания персоналом и защищены от повреждения и управления посторонними лицами.

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

4.1.39 Площадки расположения запорной арматуры линейной части внутри ограждений должны быть спланированы, защищены от затопления поверхностными и грунтовыми водами и иметь, как правило, твердое покрытие (гравий, щебень и т.п.). К площадкам должна быть предусмотрена возможность подъезда транспортных средств.

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

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

4.1.41 Операции по управлению, техническому обслуживанию запорной арматуры должны проводиться в соответствии с требованиями инструкций заводов-изготовителей.

4.1.42 Техническое обслуживание запорной арматуры должно проводиться согласно годовым планам-графикам, утвержденным руководством ОАО МН или его филиалов.

Не менее одного раза в месяц следует проводить:

- внешний осмотр запорной арматуры с целью выявления утечек нефти, утечек масла через неплотности редуктора, нарушений герметичности кабеля и электродвигателя;

- утепление мест, подверженных замораживанию (после гидроиспытаний);

- проверку наличия смазки в редукторе и ванне конечных выключателей, отсутствия мелких неисправностей и поломок, наличия колпаков для защиты штока задвижки от пыли, грязи, осадков, наличия четко обозначенных знаков и надписей, указателей положения (штока);

- устранение всех выявленных при внешнем осмотре недостатков;

- устранение, при необходимости, с наружных поверхностей задвижек, обратных клапанов, площадок самообслуживания грязь, ржавчину, лед, воду, подтеки масла.

Подтяжка сальников проводится не реже двух раз в год.

4.1.43 Обследования узлов пуска и приема очистных и диагностических устройств должны выполняться два раза в год - весной и осенью, с целью определения возможных перемещений обвязки узлов.

***Пересечения искусственных и естественных препятствий***

4.1.44 В процессе эксплуатации подземных переходов нефтепроводов через железные и автомобильные дороги необходимо проверять:

- состояние смотровых и отводных колодцев, отводных канав с целью выявления утечек нефти, нарушений земляного покрова, опасных для нефтепровода проседаний и выпучиваний грунта (не реже одного раза в месяц);

- положение защитного кожуха и нефтепровода, а также состояние изоляции нефтепровода.

4.1.45 Обследование с проверкой отсутствия электрического контакта магистрального трубопровода с защитным кожухом проводится не реже одного раза в год.

4.1.46 В процессе эксплуатации балочных, подвесных и арочных надземных переходов необходимо вести визуальный 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 в опорах земляных насыпей.

4.1.47 Обследования воздушных переходов должны выполняться не реже двух раз в год: весной – после паводка, летом – в период подготовки к осенне-зимней эксплуатации.

4.1.48 Результаты обследований оформляются актами и записываются в соответствующие паспорта и журналы.

4.1.49 При выполнении работ по техническому обслуживанию и ремонту МН, проложенных в тоннелях, необходимо предусматривать вентиляцию тоннеля и осуществлять контроль за концентрацией паров и газов, которая не должна превышать предельно-допустимую.

4.1.50 К подводным переходам относится линейная часть нефтепровода с сооружениями, проходящая через водные преграды.

Границами подводного перехода магистрального нефтепровода (ПП МН), определяющими длину перехода, являются: для многониточных переходов - участок, ограниченный запорной арматурой, установленной на берегах; для однониточных переходов - участок, ограниченный горизонтом высоких вод (ГВВ), не ниже отметок 10 %-ой обеспеченности.

4.1.51 Техническое обслуживание ПП МН должно осуществляться в соответствии с инструкциями, учитывающими конструктивные особенности подводных переходов (переходов, построенных траншейным методом, методом наклонно-направленного бурения, методом “труба в трубе”, однониточных и многониточных).

4.1.52 Строящиеся подводные переходы МН должны быть оборудованы системами контроля утечек. Все подводные переходы, имеющие конструкцию “труба в трубе”, должны быть оборудованы системами обнаружения газопаровоздушной среды в межтрубном пространстве.

4.1.53 На переходах через судоходные реки должны быть оборудованы пункты наблюдения. АВС ОАО МН или его филиалов, эксплуатирующих подводные переходы через судоходные реки, должны быть укомплектованы техническими средствами для ликвидации аварий и их последствий.

4.1.54 Техническое обслуживание подводных переходов МН должно производиться службами ОАО МН и его филиалов, а также специализированными сторонними организациями на договорной основе в соответствии с требованиями действующих нормативных документов и настоящих Правил.

4.1.55 Для обеспечения надежной работы ПП МН необходимо выполнять следующие основные мероприятия:

- поддержание в исправном состоянии электрохимзащиты труб перехода, устранение повреждений изоляции, металла труб, берегоукреплений, выявление подмывов, оползней, размывов;

- поддержание установленных проектом отметок заглубления трубопроводов;

- 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.

4.1.56 Техническое обслуживание подводных переходов должно включать:

- визуальные наблюдения - в соответствии с утвержденными главным инженером филиала 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 МН ежегодно после ледохода и паводка с целью выявления размывов русла реки и обнажения трубопровода, размыва и разрушения подводной части берегоукрепительных сооружений;

- обследование технического состояния нефтепровода с сооружениями.

4.1.57 Периодичность, порядок, состав и объем работ по обследованию ПП МН должны определяться в соответствии с действующей НТД.

Водолазные обследования ПП МН через судоходные и сплавные реки проводятся не реже одного раза в год.

4.1.58 Периодичность внутритрубного обследования ПП МН определяется руководством ОАО МН или его филиалов по техническому состоянию, но не реже одного раза в пять лет.

4.1.59 Внеочередные обследования подводных переходов МН должны выполняться после аномальных паводков и при разработке проекта капитального ремонта.

4.1.60 При нормальной работе трубопровода все нитки перехода должны находиться в работе. Не реже одного раза в год необходимо отключать нитки перехода закрытием задвижек с одной стороны перехода на 2-3 суток и направлять поток нефти поочередно по каждой нитке перехода для их промывки.

Промывку необходимо производить при максимально возможной производительности, допускаемой по техническому состоянию нефтепровода, с применением соответствующих очистных средств.

4.1.61 Эксплуатация переходов, оснащенных узлами автоматического перекрытия трубопроводов и узлами пуска и приема очистных и диагностических устройств, осуществляется в соответствии с инструкциями, разработанными ОАО МН, исходя из конкретных особенностей переходов.

***Подготовка нефтепровода к эксплуатации в осенне-зимних условиях и к весеннему паводку***

4.1.62 Для обеспечения эффективной и надежной эксплуатации нефтепроводов в осенне-зимний и весенний паводковый периоды службами подразделений ОАО МН и его филиалов должен быть выполнен комплекс мероприятий по разработанному и утвержденному плану.

4.1.63 В плане подготовки к эксплуатации МН в зимних условиях должны быть предусмотрены:

- ревизия и ремонт запорной арматуры со сменой летней смазки на зимнюю, проверка арматуры на полное закрытие и открытие;

- создание необходимого запаса материалов и инструментов на складах и труднодоступных местах трассы;

- перевод на зимнюю эксплуатацию аварийно-ремонтной техники;

- промывка нефтью тупиковых и непроточных участков и арматуры;

- установка указателей и вешек у колодцев и вантузов на случай заноса их снегом;

- заливка незамерзающей жидкости в разделительные сосуды и импульсные линии на узлах отбора давления.

4.1.64 В плане мероприятий по подготовке объектов и сооружений линейной части МН к весенним паводкам должны быть предусмотрены:

- подготовка аварийной техники;

- проверка запорной арматуры с опробованием на полное открытие и закрытие в местном и дистанционном режимах;

- создание временных опорных пунктов в труднодоступных местах трассы нефтепровода, оснащенных необходимой техникой, материалами и инструментами;

- создание необходимых запасов горючесмазочных материалов;

- проверка и, при необходимости, устройство водоотводов и водопропусков;

- очистка водопропускных, водоотводящих и других сооружений от наносов снега и льда;

- восстановление защитных сооружений и проведение противопожарных мероприятий;

- восстановление нагорных водоотводных каналов и водопропускных устройств;

- проверка и ремонт ледорезов в местах возможных заторов льда;

- обрубка льда в урезах рек над подводными переходами (при необходимости);

- ремонт лежневых дорог;

- подготовка средств передвижения по воде и средств сбора нефти с водной поверхности;

- размещение дежурных постов на особо ответственных участках для своевременного обнаружения угрозы повреждения нефтепровода и его сооружений, организация связи и другие мероприятия, направленные на обеспечение бесперебойной работы нефтепровода во время паводка;

- организация взаимодействия с районными, областными и республиканскими противопаводковыми комиссиями.

***Очистка внутренней полости линейной части нефтепроводов***

4.1.65 С целью поддержания пропускной способности и предупреждения скапливания воды и внутренних отложений, а также с целью подготовки участка нефтепровода к внутритрубной инспекции и переиспытаниям должна проводиться очистка внутренней полости МН пропуском очистных устройств.

Работы по очистке МН должны вестись с соблюдением мер по обеспечению пожаровзрывобезопасности в соответствии с Правилами безопасности при эксплуатации МН, с Правилами пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов.

4.1.66 Рекомендуется очистные устройства оборудовать низкочастотными передатчиками во взрывозащищенном исполнении, которые в комплекте с наземными переносными локаторами позволяют контролировать прохождение очистных скребков по участку нефтепровода и обнаруживать места их возможной остановки (застревания).

4.1.67 При необходимости очистки нового нефтепровода или нефтепровода, на котором в промежутках между очистками производился ремонт, а также при организации очистки нефтепровода, ранее не обследованного внутритрубными инспекционными снарядами, должна проводиться оценка минимального проходного сечения трубопровода пропуском снаряда-калибра или профилемера.

4.1.68 ОАО МН должны составлять и утверждать годовые планы работ по очистке нефтепроводов с учетом планов перекачки, проведения внутритрубных инспекций и свойств нефти.

4.1.69 Периодичность очистки магистральных нефтепроводов очистными устройствами определяется индивидуально для каждого нефтепровода в зависимости от особенностей его эксплуатации и свойств перекачиваемого продукта, но не реже одного раза в квартал.

При снижении пропускной способности нефтепровода в промежутках между периодическими очистками на 3 % и более необходимо проводить внеочередные очистки нефтепровода.

Для освобождения от воды внутренней полости МН, работающих на сниженных режимах, рекомендуется один раз в неделю вести перекачку нефти по схеме “через резервуары” со скоростью более 1,5 м/с в течение не менее двух часов.

4.1.70 Ответственность за организацию, проведение работ по очистке нефтепровода и контроль за выполнением планов очистки возлагается на ОАО МН или его филиалы.

4.1.71 Работы по очистке нефтепроводов должны выполняться в соответствии с Положениями и инструкциями, разработанными на основании требований нормативных документов, и утвержденными в установленном порядке.

4.1.72 Лупинги, резервные нитки и перемычки между параллельными трубопроводами должны быть отключены от основного трубопровода на период прохождения очистных устройств.

***Испытания действующих нефтепроводов***

4.1.73 Испытания на прочность являются средством подтверждения надежности и работоспособности эксплуатируемого нефтепровода или его участков и должны проводиться:

- после капитального ремонта с заменой труб;

- после реконструкции;

- в случаях, если они не могут быть подвергнуты внутритрубной диагностике;

- при аттестации магистрального нефтепровода.

Испытания должны проводиться в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

4.1.74 Решение о проведении испытаний должно приниматься ОАО МН на основе результатов анализа аварийности с учетом выполнения плановых мероприятий по повышению надежности, требований охраны окружающей среды, необходимости повышения максимального разрешенного рабочего давления или реконструкции МН.

4.1.75 Параметры испытаний (протяженность участка, испытательное давление, время выдержки под испытательным давлением и цикличность изменений давления при испытаниях) должны устанавливать ОАО МН (при необходимости совместно со специализированной организацией) с учетом технического состояния трубопровода, условий прокладки, профиля трассы, физико-химических свойств материала труб и других данных, характеризующих условия работы трубопровода.

Протяженность испытываемых участков линейной части МН не должна превышать 30-40 км.

4.1.76 Перед проведением испытаний нефтепроводов ОАО МН должно предусмотреть мероприятия по замене тройников, отводов, переходников полевого изготовления, временно установленных хомутов, заплат, морально устаревшей или не соответствующей условиям эксплуатации арматуры и другого оборудования.

4.1.77 Для организации проведения испытаний действующего нефтепровода приказом по ОАО МН создается рабочая комиссия.

Испытания проводятся по Программе или Проекту, утвержденным руководителем ОАО МН и согласованным с местными органами ГПС МВД РФ, Госгортехнадзора России, Государственной бассейновой инспекции, комитетом по охране окружающей среды.

После окончания испытаний должен быть оформлен акт установленной формы.

4.1.78 Выявленные при испытаниях повреждения трубопровода должны немедленно устраняться.

После устранения повреждений испытания трубопровода продолжают по установленной Программе или Проекту. Характер каждого выявленного при испытаниях дефекта или повреждения трубопровода, а также работы по их устранению должны отражаться в специальном акте.

4.1.79 Нефтепровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность труба не разрушилась, а при проверке на герметичность давление осталось в пределах допустимых норм и не были обнаружены утечки.

***Аварийный запас***

4.1.80 Аварийный запас труб должен использоваться при ликвидации аварий. Допускается использовать аварийный запас труб по разрешению руководства ОАО МН или его филиала при переиспытаниях нефтепроводов и для текущего ремонта с последующим пополнением.

4.1.81 В процессе эксплуатации магистрального трубопровода необходимо периодически, но не реже чем два раза в год проводить осмотр аварийного запаса труб. По мере необходимости должны выполняться работы по ремонту стеллажей, по защите от коррозии, скашивание растительности и т.д.

Количество аварийного запаса должно составлять:

- труб - 0,1 % от протяженности МН;

- линейной арматуры - по одной штуке каждого диаметра на 15 установленных на трубопроводе задвижек;

- соединительных деталей труб - по две штуки на каждый диаметр в расчете на 500 км нефтепровода.

4.1.82 Марки стали и толщины стенок труб аварийного запаса должны соответствовать аналогичным параметрам труб, заложенным в проекте.

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

4.1.83 Трубы и фасонные изделия для пополнения аварийного запаса должны подвергаться входному контролю с использованием методов неразрушающего контроля.

4.1.84 Трубы аварийного запаса должны быть пронумерованы несмываемой краской (высота шрифта 10 см) на внутренней полости трубы и на торцовых заглушках. Рядом с местом складирования должен устанавливаться щит-указатель, на котором указываются номера труб, диаметр, длина, толщина стенки трубы и марка стали согласно сертификату.

Трубы аварийного запаса и фасонные изделия должны храниться на стеллажах и должны быть защищены от попадания атмосферных осадков и прямого воздействия солнечных лучей, надежно закреплены, заизолированы (запраймированы), арматура аварийного запаса – законсервирована. Допускается хранение труб без торцевых заглушек при условии внутреннего и внешнего праймирования.

4.1.85 Трубы аварийного запаса, применяемые для замены поврежденного участка МН, должны быть подвергнуты контролю неразрушающими методами и предварительно испытаны на давление с учетом категории данного участка согласно СНиП III-42.

***Техническая документация***

4.1.86 Службы, эксплуатирующие линейную часть МН должны иметь следующую техническую документацию:

- копии актов отвода земельных участков под трассу нефтепровода, под дома линейных обходчиков и другие сооружения;

- планы, профили трассы обслуживания;

- планы ликвидации возможных аварий;

- планы тушения пожаров;

- схемы обслуживаемого участка МН с ситуационным планом местности (переходы через реки и овраги, вдольтрассовые дороги и надземные коммуникации, автомобильные и железные дороги, места хранения аварийного запаса труб, места расположения объектов и средств электрохимической защиты, коммуникации технического коридора, близрасположенные населенные пункты);

- технические паспорта на МН, подводные и воздушные переходы;

- паспорта основного оборудования и сосудов, работающих под давлением;

- заводские паспорта и инструкции на специальную и аварийную технику;

- материалы топографической съемки трассы нефтепровода;

- графики ППР;

- должностные и производственные инструкции для обслуживающего персонала;

- договор (или инструкцию) на обслуживание объектов технического коридора;

- нормативную документацию на эксплуатацию МН по перечню, утвержденному руководством ОАО МН.

**4.2 Нефтеперекачивающие станции**

4.2.1 Нефтеперекачивающие станции (НПС) являются структурными подразделениями филиалов ОАО МН и представляют комплекс сооружений, установок и оборудования, предназначенных для обеспечения транспорта нефти по одному магистральному нефтепроводу.

4.2.2 НПС подразделяются на головные и промежуточные.

Головная НПС -начальная на магистральном нефтепроводе нефтеперекачивающая станция с резервуарным парком, осуществляющая операции по приему нефти с нефтепромысловых предприятий для дальнейшей транспортировки по магистральному нефтепроводу.

Промежуточная НПС - нефтеперекачивающая станция, осуществляющая повышение давления перекачиваемой жидкости в магистральном нефтепроводе. Промежуточная НПС может иметь резервуарный парк.

4.2.3 В состав НПС входят: насосные с магистральными и подпорными насосными агрегатами; резервуарные парки; системы водоснабжения, теплоснабжения, канализации, пожаротушения, электроснабжения, автоматики, телемеханики, связи; технологические трубопроводы; печи подогрева нефти; узлы учета; производственно-бытовые здания, сооружения и другие объекты.

4.2.4 Руководство ОАО МН (или его филиала) определяет структуру и штаты НПС, назначает ответственных за техническую эксплуатацию оборудования, организует составление и утверждает должностные и производственные инструкции оперативного и эксплуатационно-ремонтного персонала.

4.2.5 Ответственность персонала НПС за соблюдение требований нормативно-технических документов определяется должностными и производственными инструкциями, которые пересматриваются один раз в три года.

4.2.6 Ответственность за правильную и безопасную эксплуатацию оборудования и сооружений НПС несут начальник НПС, специалисты соответствующих служб НПС и филиалов ОАО МН. Начальник НПС также несет ответственность за рациональное комплектование оперативного и эксплуатационно-ремонтного персонала и оснащение служб и персонала современными средствами ремонта и контроля технического состояния.

4.2.7 Порядок приемки и сдачи смены оперативным (дежурным) персоналом должен определяться должностными и производственными инструкциями.

4.2.8 Эксплуатация оборудования НПС должна осуществляться оперативным (дежурным) и эксплуатационно-ремонтным персоналом в соответствии с технологическим регламентом и инструкциями по эксплуатации оборудования, разработанными с учетом требований заводов-изготовителей.

4.2.9 Инструкции по эксплуатации должны определять общие правила организации эксплуатации оборудования и систем, в том числе порядок пуска и остановки оборудования, действия персонала в процессе эксплуатации, в аварийных, пожароопасных ситуациях, при пожарах.

4.2.10 Техническое обслуживание и ремонт оборудования НПС должны осуществляться: по фактическому техническому состоянию или в зависимости от времени наработки оборудования, а также согласно требованиям эксплуатационных документов заводов-изготовителей оборудования.

Вид системы ремонта определяется руководством ОАО МН в зависимости от наличия подготовленного персонала и средств диагностического контроля оборудования.

4.2.11 В системе технического обслуживания и ремонта по фактическому состоянию должны проводиться:

- техническое обслуживание;

- диагностические контроли (оперативный, плановый, неплановый);

- ремонт по фактическому состоянию в объеме текущего, среднего и капитального ремонта;

- регламентные остановки.

4.2.12 Распределение функций оперативного и эксплуатационно-ремонтного персонала НПС должно проводиться в соответствии с принятой организационной структурой в ОАО МН.

4.2.13 Оперативный (дежурный) персонал должен осуществлять технические осмотры оборудования НПС, постоянно контролировать и каждые два часа регистрировать значения параметров, осуществлять аварийный вывод оборудования из эксплуатации, производить оперативные переключения согласно утвержденным технологическим картам и указаниям диспетчера.

4.2.14 Эксплуатационно-ремонтный персонал должен проводить техническое обслуживание и доступные виды диагностирования технического состояния оборудования, восстановительные работы в случаях его отказа, подготовку оборудования к ремонту, проведение ремонта.

4.2.15 Лица, ответственные за техническую эксплуатацию оборудования и сооружений НПС, обязаны обеспечить:

- организацию эксплуатации оборудования в соответствии с инструкциями по эксплуатации, разработанными на основании рекомендаций заводов-изготовителей и требований нормативной документации;

- соблюдение технологического режима работы оборудования и систем НПС;

- внедрение современной техники и прогрессивной технологии эксплуатации и ремонта оборудования;

- проведение диагностического контроля и оценку работоспособности оборудования;

- наличие и исправность противопожарных средств и систем;

- своевременное расследование отказов в работе оборудования;

- оперативное устранение причин и последствий аварий и отказов.

4.2.16 Работоспособность оборудования, временно выведенной из эксплуатации НПС без проведения работ по консервации, обеспечивается выполнением периодического технического обслуживания и ремонтов (при необходимости) согласно регламенту, утвержденному руководством филиала ОАО МН.

***Территория***

4.2.17 Нефтеперекачивающие станции размещаются на ограждаемой площадке, удаленной от населенных пунктов и промышленных предприятий в соответствии со СНиП 2.05.06.

На одной площадке могут находиться несколько НПС, разных магистральных нефтепроводов, в этом случае их управление сосредотачивается в местном диспетчерском пункте (МДП).

Нефтеперекачивающие станции соединяются подъездными автодорогами с общей сетью автомобильных дорог. Подъездные дороги должны иметь твердое покрытие и ширину не менее 4,5 м для тупиковых дорог и не менее 6 м для дорог общего пользования.

Автодороги на территории НПС должны иметь твердое покрытие, быть выше уровня сточных вод и не затапливаться. Устройство и ширина дорог на территории НПС, а также количество въездов на территорию НПС должны соответствовать требованиям СНиП II-89.

4.2.18 Территория НПС должна иметь планировку, исключающую попадание на пожароопасные объекты (котельные, электроподстанции и др.) паводковых вод, а также нефти из технологических трубопроводов при возможных авариях.

4.2.19 Техническое и санитарно-гигиеническое состояние НПС должно соответствовать требованиям нормативных документов.

4.2.20 Подземные технологические трубопроводы, водопроводы, сети канализации, кабельные и другие коммуникации, сооружения и колодцы должны быть обозначены указателями. Планы (схемы) размещения коммуникаций должны находиться у оперативного персонала НПС и в соответствующих службах.

4.2.21 Освещенность территории НПС должна соответствовать установленным нормам.

4.2.22 На территории НПС должны быть установлены знаки безопасности и знаки, регламентирующие движение транспортных средств.

4.2.23 Не допускается установка временных сооружений и хранение оборудования и строительных материалов вне складских площадок и помещений.

4.2.24 Площадки строительства должны быть отделены от эксплуатируемых объектов ограждением.

4.2.25 Производство работ повышенной опасности на территории НПС выполняются по наряду-допуску с осуществлением мероприятий, обеспечивающих безопасное проведение работ.

***Здания и сооружения***

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

4.2.27 Работа объектов, перечисленных в 4.2.26, должна осуществляться в соответствии с действующими нормативными документами, регламентами, инструкциями по обеспечению их безопасной эксплуатации.

4.2.28 Производственные здания и сооружения должны находиться под наблюдением специалистов, ответственных за эксплуатацию и сохранность этих объектов.

4.2.29 Все производственные здания и сооружения должны подвергаться периодическим техническим осмотрам в соответствии с нормативной документацией, которые проводятся два раза в год – весной и осенью.

Весенний технический осмотр должен проводиться после таяния снега для определения объемов работ текущего или капитального ремонта, осенний - для проверки готовности зданий и сооружений к эксплуатации в зимний период.

4.2.30 Технический осмотр основных конструкций зданий с тяжелым крановым оборудованием (насосные и электрозалы) должен проводиться один раз в месяц.

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

4.2.32 Осмотры производственных зданий и сооружений, возведенных на подработанных подземными горными выработками территориях, на просадочных грунтах, в районах вечной мерзлоты, а также эксплуатируемых в условиях с постоянной внешней вибрацией (например, вблизи железнодорожного полотна) проводятся один раз в месяц.

4.2.33 Результаты всех видов осмотров должны оформляться актами, в которых отмечаются обнаруженные дефекты, а также необходимые меры для их устранения с указанием сроков выполнения работ.

4.2.34 Для учета работ по обслуживанию и текущему ремонту зданий и сооружений на НПС должен вестись журнал, в который вносятся записи о выполненных работах с указанием вида и места проведения работ.

4.2.35 При наличии явления пучения грунтов на НПС должна проводиться ежегодная проверка высотных отметок оборудования и инженерных сооружений. При изменении высотных отметок на величину больше допустимой должны приниматься меры к уменьшению или компенсации влияния пучения грунта на напряженно-деформированное состояние патрубков насосов, элементов трубопроводов, фундаментов и т.п.

4.2.36 В течение первого года эксплуатации на НПС должно проводиться ежемесячное наблюдение за осадкой фундаментов оборудования, зданий и сооружений. В дальнейшем осадка фундаментов проверяется один раз в пять лет.

4.2.37 Осадка фундаментов насосных агрегатов должна проверяться ежемесячно в течение первого года эксплуатации, далее через каждые 6 месяцев до прекращения осадки, в дальнейшем - через каждые 6 месяцев до прекращения осадки.

Если в течение года выявлена осадка фундамента насосного агрегата, то последующая периодичность наблюдения за осадкой фундамента должна устанавливаться каждые три месяца. В случае выявления осадки фундамента должны быть проведены работы по определению и оценке дополнительных усилий на патрубки насосов и арматуры и, в случае превышения их допустимых значений, выполняются мероприятия по их снижению (вырезка небольших участков трубопроводов и установка переходных катушек, применение компенсаторов, подливка фундамента и пр.).

4.2.38 Фундаменты оборудования должны быть защищены от воздействия на них нефти, масла, топлива и других жидкостей.

4.2.39 Нефтепроводы и другие коммуникации, проходящие через стены производственных зданий, должны иметь уплотнения, выполненные в соответствии с проектом.

4.2.40 В стенах зданий и сооружений не должны допускаться не предусмотренные проектом пробивка отверстий, проемов, установка, подвеска и крепление технологического оборудования, подъемно-транспортных средств, трубопроводов.

4.2.41 Разделительная стена насосной должна проверяться на герметичность методом задымления не реже одного раза в год в соответствии с инструкцией, утвержденной руководством ОАО МН.

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

4.2.43 Дополнительные нагрузки на здания и сооружения могут быть допущены только после поверочного расчета строительных конструкций и внесения изменений в документацию.

4.2.44 Проектно-исполнительная документация по сданным в эксплуатацию зданиям и сооружениям должна храниться в техническом архиве филиала ОАО МН и НПС.

***Насосная. Магистральные и подпорные насосы***

4.2.45 Насосная - сооружение нефтеперекачивающей станции, в котором устанавливается основное (магистральные, подпорные насосы, электродвигатели) и вспомогательное (системы смазки, охлаждения, подачи топлива, контроля и защит) оборудование.

По исполнению насосные могут быть:

- на открытой площадке;

- в капитальном помещении;

- в блочном и блочно-модульном исполнении.

Насосные в капитальном помещении, в блочном и блочно-модульном исполнении оборудуются также системами водоснабжения, теплоснабжения, вентиляции и канализации.

4.2.46 Основное оборудование и вспомогательные системы НПС должны эксплуатироваться в соответствии с требованиями технологического регламента, производственных инструкций, инструкций по эксплуатации оборудования и систем, разработанных с учётом требований нормативных документов.

4.2.47 Узлы, детали, приспособления и элементы оборудования, которые могут служить источником опасности для работающих, а также поверхности оградительных и защитных устройств должны быть окрашены в красный, желтый, синий и зеленый сигнальные цвета, которые имеют следующее смысловое значение:

красный - запрещение, непосредственная опасность, обозначение пожарной техники;

желтый - предупреждение, возможная опасность;

синий - предписание, знаки пожарной безопасности, информация;

зеленый - безопасность, знак “Выходить здесь”.

4.2.48 Насосные агрегаты и вспомогательное оборудование, установленные на НПС, должны иметь нумерацию в соответствии с технологической схемой.

4.2.49 Помещение насосной должно содержаться в чистоте.

4.2.50 В здании насосной запрещается складирование и хранение материалов, оборудования.

4.2.51 На грузоподъёмных механизмах должны быть обозначены регистрационные номера, дата следующего технического освидетельствования и грузоподъёмность.

4.2.52 Эксплуатация оборудования, контрольно-измерительных приборов должна осуществляться в соответствии с инструкциями по эксплуатации.

4.2.53 Монтаж, наладка и пуск в эксплуатацию насосных агрегатов должны проводиться согласно проекту, инструкциям заводов-изготовителей, отраслевым нормативным документам. При монтаже насосного агрегата должны обеспечиваться:

- подъем прямолинейного участка трубопровода перед входным патрубком насоса с уклоном не менее 0,005;

- конфузорность между трубопроводом на входе в насос и входным патрубком насоса не более 12°;

- диффузорность между выходным (напорным) патрубком насоса и трубопроводом на выходе из насоса не более 10°.

4.2.54 Коллектор технологических трубопроводов и вспомогательные трубопроводы после монтажа должны подвергаться гидравлическим испытаниям согласно действующим нормам и правилам.

4.2.55 Запрещается запускать агрегат:

- при незаполненном жидкостью насосе;

- без включения приточно-вытяжной вентиляции;

- без включенной маслосистемы;

- при попадании нефти в маслосистему;

- при наличии других технологических нарушений, причины которых не выяснены.

Запрещается эксплуатировать насосный агрегат при нарушении герметичности соединений.

Запрещается эксплуатировать насосный агрегат с неисправным обратным клапаном.

4.2.56 Аварийная остановка насосного агрегата должна быть осуществлена оперативным персоналом при:

- угрозе затопления или нарушении герметичности оборудования, технологических трубопроводов;

- загорании, появлении дыма или искрения вращающихся деталей;

- попадании нефти в маслосистему;

- угрозе несчастного случая.

При исчезновении в операторной информации о состоянии работающих насосных агрегатов, отсутствие которой может привести к возникновению аварийной ситуации, дежурный дублирует их остановку кнопкой “Стоп”.

4.2.57 Магистральные и подпорные насосные агрегаты могут находиться в одном из следующих состояний:

- в работе;

- в "горячем" резерве (агрегат исправен, готов к запуску немедленно);

- в "холодном" резерве (агрегат исправен, при необходимости его пуска или перевода в "горячий" резерв требуется проведение подготовительных операций);

- в ремонте.

4.2.58 В зависимости от пусковых характеристик электродвигателя, схемы энергоснабжения и системы разгрузки уплотнений могут применяться различные программы пуска насосного агрегата, отличающиеся положением задвижки на выходе насоса в момент пуска электродвигателя:

- на открытую задвижку;

- на закрытую задвижку;

- на открывающуюся задвижку.

Программа пуска “на открытую задвижку” является предпочтительной. Её применение возможно если пусковые характеристики электродвигателя и схема электроснабжения рассчитаны на соответствующие пусковые режимы.

Программа пуска “на закрытую задвижку” должна применяться, если установленное электрооборудование не может обеспечить пуск на открытую задвижку.

Программа пуска “на открывающуюся задвижку” должна применяться, когда не приемлема программа “на открытую задвижку” и когда установленные у насоса задвижки имеют привод небольшой мощности и поэтому не могут быть открыты при перепаде давления, создаваемом насосным агрегатом при закрытой задвижке.

Предпочтительным является автоматический ввод резервного магистрального насосного агрегата на полностью открытые задвижки.

Автоматический ввод резервного подпорного насосного агрегата осуществляется без выдержки времени и на полностью открытые задвижки.

4.2.59 Очередность пуска насосных агрегатов определяется технологическим регламентом.

4.2.60 Оценку снижения значений КПД и напора насосного агрегата относительно базовых в процессе эксплуатации проводят в соответствии с нормативной документацией по графику, утвержденному главным инженером филиала ОАО МН.

Насосные агрегаты необходимо выводить в ремонт при снижении напора насоса от базовых значений на 5-6 % и более для насосов горизонтального исполнения и на 7 % - для вертикальных подпорных насосов. Для насоса типа НМ величина возможного снижения КПД составляет 2-4 % в зависимости от типоразмера (НМ 500-300, НМ 710-280 - на 4 %; НМ 1250-260 - на 3,5 %; НМ 2500-230 - на 3 %; НМ 3600-230, НМ 5000-210, НМ 7000-210, НМ 10000-210 и подпорные насосы - на 2 %; подпорные вертикальные насосы - на 3,5 %).

Решение о дальнейшей эксплуатации насосного агрегата или выводе его в ремонт принимается с учетом результатов диагностирования.

Базовые значения - рабочие параметры насосного агрегата, определяемые после монтажа и пуска в эксплуатацию нового насосного агрегата или насосного агрегата после ремонта. При отклонении напора насоса от паспортных значений в сторону уменьшения на 4 % и более, а КПД насоса более 3 % в зависимости от типоразмера должно быть проведено техническое обследование насосного агрегата, запорной арматуры вспомогательных систем, включая обследование проточной части насоса на предмет обнаружения искажения отливки корпуса и рабочего колеса, некачественного выполнения литья и механической обработки.

4.2.61 Определение и оценка допускаемого кавитационного запаса насоса обязательны при:

- использовании рабочих колес в исполнении, не предусмотренном технической документацией или их обточке более чем на 20 %;

- установке в насос на входе в рабочее колесо предвключенных шнеков;

- снижении напора насоса более чем на 10 %;

- модернизации насоса, приведшей к изменению площади проточной части насоса на входе в рабочее колесо или конструкций щелевых уплотнений;

- перекачке нефти с вязкостью, не обеспечивающей автомодельный режим течения;

- пуске в эксплуатацию нового насоса или после проведения капитального ремонта;

- изменении частоты вращения ротора насоса.

4.2.62 Основным критерием удовлетворительной работы торцовых уплотнений является величина утечек, замеряемая объемным способом, которая должна быть не более 0,310-3 м3/ч (0,3 л/ч).

4.2.63 Для обеспечения оптимальных режимов работы МН насосные агрегаты НПС должны быть укомплектованы сменными роторами или специальными рабочими колесами, прошедшими промышленные испытания и имеющими допуск на применение.

Для оптимизации режимов перекачки допускается обточка основных и сменных рабочих колес не более чем на 20 %. Величина обточки до 20 % определяется расчетом, исходя из заданных режимов работы нефтепровода. Если расчетная величина обточки превышает 20 %, то применение такого колеса должно быть подтверждено технико-экономическим обоснованием в сравнении с другими вариантами обеспечения заданных технологических режимов перекачки.

4.2.64 Программа пуска насосного агрегата на открытую или открывающуюся задвижку на нагнетание насоса должна корректироваться при смене типоразмера рабочего колеса насоса.

4.2.65 Электродвигатели насосных агрегатов, временно выведенных из эксплуатации, должны быть в работоспособном состоянии и опробоваться по утвержденному главным инженером филиала ОАО МН графику.

4.2.66 Техническое обслуживание электродвигателей производится согласно требованиям раздела 7 настоящих Правил.

***Системы смазки и охлаждения насосных агрегатов***

4.2.67 Технологическая карта системы смазки, марка и качество применяемых масел должны соответствовать требованиям инструкций заводов-изготовителей маслоустановок.

4.2.68 В процессе эксплуатации насосных агрегатов должны периодически отбираться пробы масла и производиться химический анализ. Периодичность проведения анализов должна быть установлена не реже одного раза в квартал.

4.2.69 Независимо от сроков, указанных в инструкции завода-изготовителя маслоустановки, масло должно быть заменено свежим при выявлении одного из признаков:

- обнаружении в нем нефти;

- содержании воды свыше 0,25 %;

- содержании механических примесей свыше 1,5 %;

- кислотности выше 1,5 мг КОН на 1 г масла;

- температуре вспышки по Бренкеру ниже 150 °С.

4.2.70 Элементы системы смазки должны подвергаться периодической очистке в соответствии с требованиями инструкций заводов-изготовителей.

4.2.71 В маслоблоке должна быть вывешена утвержденная схема маслоснабжения насосной с указанием диаметров маслопроводов, арматуры, регулировочных шайб, приборов контроля и измерения параметров, допустимых рабочих давлений и температуры масла.

Уровень в баках и давление масла должны быть в установленных пределах. Уровень контролируется автоматически с соответствующей сигнализацией.

Температурный режим в системе охлаждения масла должен обеспечивать температуру масла на входе в подшипники в пределах 35÷55 °С.

Остановка маслонасоса должна производиться через 5 минут после отключения электродвигателей находившихся в работе насосных агрегатов.

4.2.72 Давление, температура и качество охлаждающей среды, сроки и способы очистки полостей охлаждения и теплообменных аппаратов системы охлаждения должны соответствовать требованиям заводов-изготовителей.

4.2.73 Схема системы охлаждения электродвигателя с указанием допустимых величин давления и температуры охлаждающей среды должна быть вывешена в электрозале.

***Технологические трубопроводы***

4.2.74 В состав системы технологических трубопроводов входят внутриплощадочные нефтепроводы, запорная, регулирующая и предохранительная арматура, фильтры-грязеуловители, система сглаживания волн давления и другие устройства.

4.2.75 Границы технологических трубопроводов определяются входными и выходными задвижками НПС.

4.2.76 В технологических схемах внутриплощадочных нефтепроводов должно быть указано расположение арматуры, оборудования, приборов и устройств с соответствующим обозначением и нумерацией.

4.2.77 Технологические трубопроводы в части норм расчета на прочность и устойчивость, норм испытания и контроля сварных соединений с учетом рабочих параметров среды (температуры и давления), а также периодичности ревизий и испытаний относятся к трубопроводам первой категории.

4.2.78 Величина расчетного рабочего давления технологических трубопроводов устанавливается проектом.

4.2.79 Безопасная величина разрешенного рабочего давления технологических трубопроводов должна быть установлена на основании результатов испытаний, обследований, расчетов на прочность и подтверждена “Формуляром Подтверждения”, в соответствии с РД 08-183-98.

“Формуляр Подтверждения” оформляется при эксплуатации:

- действующих объектов, на которых проектная, исполнительная или эксплуатационная документация полностью или частично утрачена;

- объектов, вводимых в эксплуатацию по завершению строительства или реконструкции, при этом формуляр оформляется до пуска объекта в эксплуатацию;

- действующих объектов, на которых проведены аварийно-восстановительные или ремонтные работы, потребовавшие для их проведения снижения рабочего давления более чем на 20 %, при этом формуляр оформляется не позднее одной недели после окончания работ;

- действующих объектов, на которых проведено изменение величины разрешенного рабочего давления, при этом формуляр подготавливается в месячный срок после даты снижения величины разрешенного рабочего давления на объекте, или до повышения величины разрешенного рабочего давления на объекте.

4.2.80 Сроки проведения обследования технологических трубопроводов, с целью определения их технического состояния, устанавливаются в зависимости от скорости коррозионно-эрозионного износа трубопровода, условий эксплуатации, результатов предыдущих обследований, ревизий и диагностики в соответствии с нормативными документами.

4.2.81 Обязательному обследованию должны подвергаться:

- технологические трубопроводы, отработавшие назначенный срок службы или через 30 лет после ввода в эксплуатацию НПС (далее через каждые 5 лет);

- технологические трубопроводы, техническое состояние которых не обеспечивает требуемых показателей надежности;

- технологические трубопроводы или их участки, где имело место превышение допустимого значения рабочего давления.

Объем и методы обследования определяются программой и методикой, утвержденной руководством предприятия.

Программа и методика обследования согласовываются с органами Госгортехнадзора России.

4.2.82 При увеличении перепада давления на фильтре-грязеуловителе до величины более 0,05 МПа (0,5 кгс/см2) или уменьшении перепада давления до величины менее 0,03 МПа (0,3 кгс/см2), которые свидетельствуют о засорении или повреждении фильтрующего элемента, должно проводиться переключение на резервный фильтр.

4.2.83 Для поддержания заданных величин давления (минимального на входе и максимального на выходе магистральной насосной) должно предусматриваться регулирование давления.

Узел регулирования должен состоять не менее, чем из двух регулирующих устройств. Схема узла регулирования должна обеспечивать равномерное распределение потока и предусматривать прямые участки до и после регулирующих устройств длиной не менее 5 диаметров.

4.2.84 Оперативный и плановый диагностические контроли арматуры должны, по возможности, совмещаться с аналогичными работами на НПС.

4.2.85 Техническое состояние арматуры на технологических трубопроводах НПС, временно выведенной из эксплуатации, должно проверяться не менее двух раз в год ( весной и осенью).

4.2.86 Запрещается использовать запорную арматуру в качестве регулирующей, кроме непродолжительного времени при проведении испытаний и специальных работ.

4.2.87 Ремонт арматуры без демонтажа должен выполняться по утвержденным технологическим картам.

Для выполнения капитального ремонта на предприятии должен быть резерв запорной арматуры:

- для НПС - арматуры диаметром до 350 мм по одной штуке каждого типоразмера;

- для ЛПДС - арматуры диаметром 400-1200 мм по одной штуке каждого типоразмера;

- для филиала по 1 шт. каждого типоразмера.

4.2.88 Для оборудования и трубопроводов, расположенных во взрывопожароопасных помещениях и зонах, должны быть предусмотрены меры по снижению вибрации.

***Вентиляция производственных помещений***

4.2.89 Вентиляция по своему действию подразделяется на естественную (аэрацию) и принудительную (механическую). Принудительная вентиляция по способу организации воздухообмена может быть общей и местной, а по характеру работы – приточной (подпорной), приточно-вытяжной и вытяжной.

4.2.90 Системы вентиляции производственных помещений должны обеспечивать состояние воздушной среды, соответствующее требованиям санитарных норм и взрывопожарной безопасности.

4.2.91 Работа технологического оборудования во взрывопожароопасных помещениях при неисправной вентиляции запрещается.

4.2.92 Электрооборудование приточных систем вентиляции, размещенное в изолированных камерах, может быть нормального исполнения при наличии самозакрывающихся обратных клапанов, не допускающих проникновения взрывоопасных смесей в камеру приточных вентиляторов при прекращении подачи воздуха.

4.2.93 Устройства естественной вентиляции должны проверяться на соответствие их конструкций и основных размеров проекту.

4.2.94 Проверка эффективности работы вентиляционных систем должна проводиться в установленном порядке и не реже одного раза в год. Результаты проверки оформляются актом.

4.2.95 Автоматизация систем приточно-вытяжной вентиляции, расположенной во взрывоопасных зонах классов В-1, В-1а и В-1б и в помещениях категорий А, Б и В согласно СНиП 2.04.05, должна обеспечивать:

- автоматическое включение систем резервных (аварийных) вентиляторов от датчиков газоанализаторов, срабатывающих при содержании горючих газов и паров в воздухе помещений, достигающем 10 % НКПРП;

- ручное и дистанционное включение аварийной сигнализации через пусковые устройства, расположенные снаружи у входа в помещение;

- автоматическое включение резервных вентиляторов при отключении работающих;

- автоматическое отключение вентиляции при пожаре в помещении;

- автоматическое включение световой и звуковой сигнализации, извещающей о неисправности вентиляторов и повышенной концентрации горючих паров и газов в воздухе помещений.

4.2.96 В смежных со взрывоопасными помещениях насосной должно поддерживаться избыточное давление 5 мм вод. ст.

В насосной с разделительной стеной должен постоянно поддерживаться перепад давления между воздушной камерой уплотнения промежуточного вала и помещением насосного зала не менее 20 мм вод.ст.

4.2.97 В помещениях НПС (магистральных, подпорных, наливных и прочих технологических насосных) при объеме помещений более 300 м3 вытяжная вентиляция должна быть естественная из верхней зоны в объеме 20 % удаляемого воздуха и механическая - из нижней зоны в объеме 80 % удаляемого воздуха. Приточная вентиляция в холодный период года - механическая, в теплый период - естественная.

В помещениях объемом до 300 м3 вытяжная вентиляция должна быть естественная из верхней зоны в объеме 20 % удаляемого воздуха и механическая из нижней зоны в объеме 80 % удаляемого воздуха (периодического действия).

Приточная вентиляция в холодный период года - естественная с подогревом, в теплый период - естественная. Приточная вентиляция находящихся в эксплуатации НПС должна работать постоянно.

В камерах с задвижками и другим технологическим оборудованием (колодцы технологических трубопроводов с надземными надстройками), канализационных насосных, нефтезамерных пунктах, пунктах и помещениях регулирования давления и расходов нефти вытяжная вентиляция должна быть естественная из верхней зоны в объеме 1/3 и механическая (периодического действия) из нижней зоны в объеме 2/3 удаляемого воздуха. Приточная вентиляция - естественная.

Механическая вентиляция из нижней зоны должна быть рассчитана на кратность восемь обменов в час.

4.2.98 Для приямков глубиной 0,5 м и более, расположенных в помещениях категорий А и Б или в помещениях с выделением взрывоопасных газов или паров удельным весом более 0,8 по отношению к воздуху, механическая приточно-вытяжная или вытяжная вентиляция должна обеспечивать объем воздухообмена равный 20 объемов приямков в час.

4.2.99 Кратность воздухообмена в помещениях объектов магистральных нефтепроводов, в которых имеет место выделение паров нефти, в зависимости от сорта перекачиваемой нефти согласно ВНТП 3-85, должна быть не менее:

- сырая и товарная нефть - при отсутствии сернистых соединений три обмена в час, при наличии сернистых соединений - восемь обменов в час;

- высокосернистые нефти - десять обменов в час.

В помещениях высотой менее 6 м кратность воздухообмена должна быть увеличена на 25 % на каждый метр снижения высоты.

4.2.100 Контроль загазованности в производственных помещениях производится: в насосных - из каждого насоса, в прочих взрывоопасных и пожароопасных помещениях - из мест возможных источников выделения горючих газов и паров.

4.2.101 Ответственность за эксплуатацию и организацию технического обслуживания и ремонта вентиляционных уставок возлагается на службы главного механика филиала ОАО МН и его подразделений.

***Водоснабжение***

4.2.103 Система водоснабжения должна обеспечивать бесперебойное снабжение водой надлежащего качества в необходимом количестве, в соответствии с нормами на производственные и бытовые нужды объектов НПС (сооружений, оборудования и жилпоселков), а также потребность в воде на пожаротушение.

4.2.104 Водоснабжение объектов НПС может осуществляться от водопроводных систем других организаций, артезианских скважин или местных водоисточников (реки, озера, пруды и др.). Для технологических нужд может использоваться как техническая, так и питьевая вода.Система водоснабжения может быть прямоточной и оборотной (для технологических нужд).

4.2.105 Системы водоснабжения НПС проектируются на основе планов развития и размещения производств с учетом бассейновых и территориальных схем использования и охраны вод с обязательным балансом водопотребления и водоотведения сточных вод.

4.2.106 Противопожарное водоснабжение НПС должно быть, как правило, объединено с хозяйственно-питьевым или производственным водопроводом. Исключение допускается при наличии вблизи территории предприятия прудов, водоемов искусственного и естественного происхождения.

4.2.107 В системе водоснабжения должен быть предусмотрен учет водопотребления, контроль за уровнем воды в резервуарах, водонапорных башнях и давлением в водопроводной сети; в системе водоподготовки - контроль расхода и перепада давления на фильтрах.

4.2.108 Системы управления технологическими процессами и средства автоматизации сооружений водоснабжения должны приниматься в зависимости от условий эксплуатации установок и оборудования, периодичности контроля качественных параметров воды и обосновываться технико-экономическими расчетами.

Управление системой водоснабжения оперативно осуществляется с диспетчерского пункта НПС.

4.2.109 Доступ посторонних лиц к колодцам, резервуарам, в водонапорные башни и водонасосные должен быть исключен.

4.2.110 Колодцы сетей водоснабжения должны иметь указатели с обозначением номера колодца и вида сети (техническая вода, питьевая, пожаротушение).

4.2.111 В водонасосной должна быть вывешена общая схема водоснабжения с указанием номеров насосов, водоохлаждающих устройств, колодцев, пожарных гидрантов и арматуры.

4.2.112 Агрегаты насосных пено- и водотушения должны быть в постоянной эксплуатационной готовности и проверяться пуском в работу не реже одного раза в 10 дней. Результаты проверок заносятся в журнал.

4.2.113 При отсутствии второго (дублирующего) источника электроснабжения, резервный пожарный насос должен иметь привод от двигателя внутреннего сгорания.

4.2.114 Сооружения, устройства и производственные здания системы водоснабжения должны осматриваться в сроки, установленные нормативными документами и инструкциями, но не реже одного раза в 6 месяцев, с периодической очисткой систем водоподачи и промывкой артезианских скважин. В летнее время должны обследоваться и очищаться от мусора и ила водозаборные трубы, колодцы. Результаты осмотра и мероприятия по устранению обнаруженных неисправностей должны заноситься в журнал.

4.2.115 При водоснабжении из открытых водоемов вода, идущая на бытовые нужды, должна подвергаться бактериологическому анализу и обеззараживаться в сроки, определенные органами Госсанэпиднадзора.

4.2.116 Подготовка системы водоснабжения к эксплуатации в зимний период должна осуществляться в соответствии с планом мероприятий. Арматура, трубопроводы, емкости с водой должны быть защищены от замерзания.

***Теплоснабжение***

4.2.117Теплоснабжение зданий и сооружений НПС может осуществляться от собственной котельной с водогрейными или паровыми котлами или от внешнего источника. Допускается электрообогрев объектов НПС в соответствии с нормами и правилами.

4.2.118 НПС, получающие тепло от внешних источников, должны быть оснащены коммерческими узлами учета теплоэнергии.

4.2.119 На сосудах, работающих под давлением, водогрейных и паровых котлах должны быть обозначены регистрационные номера, дата следующего технического освидетельствования и разрешённое давление.

4.2.120 Эксплуатация и ремонт котлов, котельно-вспомогательного оборудования и трубопроводов пара и горячей воды должны отвечать требованиям Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов, Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды, Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, Правил технической эксплуатации коммунальных отопительных котельных, Правил эксплуатации теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей и нормативных документов.

4.2.121 Паровые котлы, работающие под давлением свыше 0,07 МПа, и водогрейные котлы, работающие при температуре воды свыше 115 °С, должны быть зарегистрированы в инспекциях котлонадзора Госгортехнадзора России.

4.2.122 Руководство НПС должно обеспечить содержание в исправном состоянии котлов, паронагревателей, экономайзеров, трубопроводов пара и горячей воды, газового хозяйства, безопасные условия их работы путем организации технического обслуживания, ремонта и надзора в соответствии с требованиями правил Госгортехнадзора России, пожарной безопасности и промсанитарии. Ответственными за безопасную эксплуатацию котлов, паронагревателей, экономайзеров, трубопроводов пара и горячей воды, а также газового хозяйства назначаются лица из числа специалистов НПС, обладающих достаточными знаниями и опытом работы, прошедших обучение и аттестацию в установленном порядке.

4.2.123 Работа по монтажу и ремонту котельного и газового оборудования должна выполняться специализированными монтажными организациями, имеющими лицензии Госгортехнадзора России.

4.2.124 Котлоагрегаты, не подконтрольные органам Госгортехнадзора России, допускаются к эксплуатации после их регистрации и освидетельствования специалистами филиалов ОАО МН и согласования с территориальным подразделением ГПС МВД РФ.

4.2.125 До пуска газа потребитель должен предъявить представителю газоснабжающей организации документацию в объеме требований действующих нормативных документов, Правил безопасности в газовом хозяйстве, Правил технической эксплуатации объектов газового хозяйства.

4.2.126 На рабочем месте обслуживающего персонала котельной должны быть вывешены режимные карты котлоагрегатов, технологические схемы трубопроводов пара, воды, топлива, а также инструкции по эксплуатации, утвержденные руководителем организации.

4.2.127 Инструкции по эксплуатации должны составляться в соответствии с требованиями Госгортехнадзора России, норм и правил пожарной безопасности, на основе инструкций заводов-изготовителей, с учетом опыта эксплуатации, результатов пусконаладочных работ и режимно-наладочных испытаний оборудования, утверждаться в установленном порядке и выдаваться под расписку об ознакомлении эксплуатационному персоналу.

4.2.128 В случае замены оборудования, изменения схем газопроводов, водопроводов, топливопроводов, теплопроводов или условий эксплуатации в инструкцию по эксплуатации теплотехнического оборудования должны вноситься соответствующие изменения, а инструкция подлежит пересмотру и переутверждению.

4.2.129 Эксплуатирующий персонал обязан вести наиболее экономичный режим работы оборудования в соответствии с инструкциями, режимными картами.

4.2.130 В котельной должна вестись следующая оперативно-эксплуатационная документация:

- оперативный (сменный) журнал;

- журнал распоряжений;

- журнал дефектов и неисправностей оборудования, сооружений и систем;

- журнал учета расхода топлива;

- журнал ремонтов по всем видам оборудования, сооружений и систем;

- журнал регистрации проверок средств автоматики и сигнализации работы котлов;

- журнал по водно-химическому режиму работы котла.

4.2.131 Техническое обслуживание и ремонт котлов и вспомогательного котельного оборудования включает:

- осмотр, ТО и ремонт деталей без снятия и разборки оборудования;

- текущий ремонт с частичной разборкой оборудования, устранением мелких дефектов, ремонтом или заменой изношенных деталей и узлов;

- капитальный ремонт с полной разборкой оборудования и заменой изношенных деталей, узлов, механизмов и оборудования, а также работы по реконструкции оборудования.

4.2.132 Периодичность технического обслуживания и ремонта котлов и вспомогательного котельного оборудования определяется нормативными документами.

4.2.133 Техническое обслуживание котельных осуществляется постоянным оперативным персоналом, а автоматизированных котельных - эксплуатационно-ремонтным персоналом НПС.

4.2.134 Все виды ремонтов выполняются обученным и аттестованным ремонтным персоналом или специализированными подрядными организациями по графикам, утверждаемым руководством НПС, филиалами ОАО МН.

4.2.135 Котлы и вспомогательное оборудование после капитального ремонта подвергаются испытанию в объеме, предусмотренном Правилами и эксплуатационными инструкциями.

4.2.136 Котельные установки должны быть укомплектованы устройствами безопасности и приборами контроля рабочих параметров.

4.2.137 Режимная наладка котлов должна проводиться специализированными организациями, имеющими лицензию на этот вид деятельности, в сроки:

- для зарегистрированных в органах Госгортехнадзора России - один раз в три года;

- для котлов, работающих на газе - один раз в два года;

- для котлов, не требующих регистрации - один раз в пять лет.

4.2.138 Наладочной организацией должны быть разработаны графики, инструкции и режимные карты по рациональному водно-химическому режиму.

4.2.139 В случае невозможности поддержания параметров котла в соответствии с режимной картой производится внеочередное техническое освидетельствование согласно нормативным документам.

4.2.140 Эксплуатация теплотехнического оборудования, отслужившего установленные сроки службы, разрешается после положительных результатов дополнительного освидетельствования, проводимого в установленном порядке.

4.2.141 Техническое обслуживание и ремонт газового оборудования должны включать два вида работ: технические осмотры и плановые предупредительные ремонты. Капитальный ремонт оборудования не предусматривается. В необходимых случаях производят полную замену оборудования или ремонт его в заводских условиях.

4.2.142 Графики проведения ТОР газового оборудования утверждаются руководством НПС.

4.2.143 Выполнение ремонтных работ оборудования газового хозяйства должно оформляться специальным нарядом-допуском на производство газоопасных работ, регистрируемом в специальном журнале.

4.2.144 На каждый объект газового хозяйства и котельную с паровыми котлами должны быть составлены и утверждены план ликвидации возможных аварий, план тушения пожаров.

4.2.145 Эксплуатация газового оборудования, газопроводов должна осуществляться согласно Правилам безопасности в газовом хозяйстве и Правилам технической эксплуатации объектов газового хозяйства.

***Канализация и очистные сооружения***

4.2.146 На объектах магистральных нефтепроводов применяются две системы канализации: производственно-ливневая и хозяйственно-бытовая.

4.2.147 Производственно-ливневая канализация относится к категории взрывопожароопасных систем.

4.2.148 Система канализации должна обеспечивать отвод сточных вод от мест их образования до очистных сооружений.

4.2.149 Система канализации состоит из коллекторов, ливнеприемных и смотровых колодцев, колодцев с гидравлическими затворами, общих выпусков и хлопуш, устанавливаемых на канализационных переточных трубах из обвалований резервуаров.

4.2.150 На промежуточных НПС без резервуарного парка допускается не предусматривать производственно-ливневую канализацию. Сточные воды из насосного цеха разрешается сбрасывать в сборник утечек с последующей закачкой в нефтепровод.

4.2.151 Количество сточных вод, отводимых в канализацию, не должно превышать величины, указанной в нормативных документах.

4.2.152 Присоединение трубопроводов одной системы канализации к другой не допускается.

4.2.153 Не допускается сбрасывать в сеть канализации осадки от зачистки резервуаров и пролитую на землю нефть.

4.2.154 Колодцы канализационных сетей должны иметь указатели с обозначением вида сети и номера колодца.

4.2.155 Производственно-ливневая канализационная сеть на всем протяжении должна быть закрытой и выполненной из негорючего, стойкого к воздействию сточных вод материала.

4.2.156 Гидравлические затворы производственно-ливневой канализации должны иметь постоянный уровень воды не менее 0,25 м.

4.2.157 На канализационных выпусках из обвалований резервуаров устанавливаются запорные устройства в виде хлопуш. Нормальное положение хлопуш - “закрытое”.

4.2.158 Эксплуатация сетей канализации осуществляется по инструкции, утвержденной руководством НПС.

4.2.159 Проверка работоспособности гидравлических затворов, клапанов, хлопуш, их приводов, состояния колодцев производственно-ливневой канализации осуществляется не реже одного раза в 6 месяцев.

4.2.160 Незагрязненные нефтепродуктами производственные сточные воды могут сбрасываться в хозяйственно-бытовую канализацию только после соответствующей экологической экспертизы, а в городскую канализацию - по особому разрешению муниципальных органов управления.

4.2.161 Сточные воды перед выпуском в водоем должны пройти очистку на специальных сооружениях до норм, установленных контролирующими органами.

4.2.162 Периодичность и объем очищенных сточных вод, выпускаемых в водоем, подлежат согласованию с природоохранными органами. При изменении химического состава выпускаемых вод в пределах ПДК разрешение на выпуск в водоем обновляется.

4.2.163 Очистные сооружения должны состоять из предусмотренного проектом комплекса по очистке сточных вод, обеспечивающего степень очистки согласно требованиям Правил охраны поверхностных вод от загрязнений сточными водами.

4.2.164 Эксплуатация, контроль технических параметров, техническое обслуживание, ремонт системы канализации и очистных сооружений ЛПДС (НПС) производится в соответствии с требованиями нормативных документов и инструкций по эксплуатации установок очистки сточных вод.

4.2.165 Эксплуатация комплекса очистных сооружений регистрируется в журналах технического обслуживания и учета их работы.

4.2.166 Обслуживание очистных сооружений должно производиться специально обученным персоналом.

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

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

4.2.169 Для сохранения расчетной пропускной способности канализационных коммуникаций необходимо осуществлять периодическую или аварийную прочистку канализационной сети от осевших в ней осадков. Прочистка должна проводиться не реже одного раза в год гидравлическим или механическим способами, начиная с верхних участков и боковых линий.

4.2.170 Аварийную прочистку производят в случае закупорки канализационной сети.

4.2.171 На основании данных осмотра должна составляться дефектная ведомость и техническая документация на проведение ремонта канализационной сети.

4.2.172 Результаты наружного и внутреннего осмотра должны заноситься в журнал технического осмотра и ремонта канализационной сети. Журнал находится у ответственного за техническое состояние сетей и очистных сооружений, который принимает меры по ликвидации обнаруженных дефектов.

4.2.173 Все работы в колодцах, в лотках и других заглубленных местах должны проводиться в соответствии с "Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности”.

***Техническая документация***

4.2.174 Каждая НПС должна иметь техническую документацию, в соответствии с которой оборудование НПС допускается к эксплуатации:

- исполнительную документацию (чертежи, схемы, перечень оборудования, пояснительные записки и др.) со всеми последующими изменениями;

- технические паспорта установленного оборудования;

- инструкции по обслуживанию оборудования;

- должностные и производственные инструкции персонала;

- оперативную документацию с указанием предельных величин контролируемых рабочих параметров оборудования и величины срабатывания предупредительной сигнализации и аварийных защит; технологические карты нефтепровода, карта уставок НПС;

- журнал учета отказов оборудования;

- документацию технического обслуживания и ремонта объектов НПС.

4.2.175 Оперативная документация по эксплуатации оборудования НПС должна включать:

- оперативный журнал;

- журналы учета работы объектов НПС;

- ведомости результатов оперативных диагностических контролей;

- журнал результатов обхода объектов дежурным персоналом и инженерами соответствующих служб.

4.2.176 Документация технического обслуживания и ремонта оборудования объектов НПС должна содержать:

- график плановых ремонтов, технических обслуживаний, плановых диагностических контролей и регламентных остановок для каждого вида оборудования;

- журнал учёта ремонтов и ТО, диагностических контролей;

- журнал учёта отказов и неисправностей НПС;

- бланки нарядов-допусков на производство ремонтных и диагностических работ.

4.2.177 Все конструктивные изменения, вносимые в процессе эксплуатации и во время ремонтов основного технологического оборудования, должны быть согласованы с разработчиком оборудования, утверждены главным инженером ОАО МН или его филиалов и внесены в техническую документацию.

**4.3 Резервуарные парки**

4.3.1 Территория, сооружения и обустройство резервуарного парка (РП) должны соответствовать проекту и требованиям Правил технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз, СНиП 2.11.03 и нормативной документации.

4.3.2 Резервуары для приема и хранения нефти должны быть оснащены полным комплектом оборудования согласно проекту и с учетом обеспечения надежности выполнения технологических операций в соответствии с требованиями взрывопожаробезопасности и охраны труда.

4.3.3 РП должны быть оснащены системами автоматики, контроля и измерения, с возможностью обеспечения защиты от перелива резервуаров, дистанционного замера уровня нефти в резервуарах, дистанционного управления запорной арматуры, автоматического пожаротушения.

Для каждого резервуара, емкости и ж/д цистерны должен быть установлен максимальный предел заполнения нефтью; предел заполнения не должен превышать 95 % их объема.

Запрещается указанное технологическое оборудование наполнять нефтью выше установленного максимального предела заполнения.

4.3.4 На каждый резервуар РП должна быть составлена и утверждена в установленном порядке градуировочная таблица, которая должна пересматриваться и вновь утверждаться после каждого капитального ремонта, связанного с изменением вместимости резервуара или после его оснащения внутренним оборудованием.

4.3.5 Резервуары, находящиеся в эксплуатации, подлежат периодическому диагностированию, позволяющему определить необходимость и вид ремонта, а также остаточный срок службы резервуара. Порядок проведения диагностирования резервуаров осуществляется в соответствии с Правилами технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз и нормативными документами.

4.3.6 ОАО МН и его филиалы должны принимать необходимые меры для:

- сохранения полезной емкости резервуарных парков в пределах проектных значений;

- максимального сокращения потерь нефти из резервуаров;

- снижения эксплуатационных затрат;

- сохранности качества нефти;

- предотвращения накопления донных отложений и их своевременного удаления;

- предотвращения процесса коррозии металла.

4.3.7 Техническое обслуживание и ремонт резервуаров должны планироваться на основе данных диагностического обследования с учетом остаточного срока службы, загрузки резервуара в текущий период и на перспективу.

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

4.3.9 ОАО МН или его филиалы должны ежегодно разрабатывать график технического обслуживания и ремонта резервуаров и оборудования с учетом перевода резервуаров на режим эксплуатации в зимний и летний периоды года в соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз.

4.3.10 Технологические операции в РП должны выполняться в соответствии с технологической картой резервуарного парка, которая утверждается и переутверждается ежегодно, а также при изменении предельно-допустимых давлений нефтепроводов и взливов в резервуарах, по результатам диагностического обследования, изменении физико-химических свойств перекачиваемой нефти и т.д.

Технологические карты утверждаются и переутверждаются главным инженером филиала ОАО МН.

4.3.11 Технологическая карта - основной технологический регламент, в котором должны быть приведены все основные технологические параметры по приему, хранению и отпуску нефти для каждого резервуара отдельно согласно требованиям Правил технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз.

Технологическая карта РП должна находиться на рабочем месте персонала, отвечающего за правильное ведение технологического процесса.

4.3.12 Максимальная допустимая производительность заполнения и опорожнения резервуаров ограничивается пропускной способностью дыхательной арматуры, допустимой производительностью истечения нефти через приемо-раздаточные патрубки (при опорожнении), максимально допустимой скоростью потока через приемо-раздаточные патрубки (при заполнении), допустимой скоростью движения понтона или плавающей крыши.

Расход паровоздушной смеси через дыхательную арматуру не должен превышать 0,85 от минимальной пропускной способности клапанов по внутреннему избыточному давлению.

За максимально допустимую производительность заполнения и опорожнения резервуара принимается меньшая из производительностей, рассчитанная по вышеуказанным ограничительным показателям.

4.3.13 Максимально допустимая скорость движения понтона, плавающей крыши от минимально допустимого уровня до максимально допустимого уровня нефти в резервуара при приеме и откачке нефти из резервуара, определяется проектом или заключением по результатам технического диагностирования.

При отсутствии этих данных максимально допустимая скорость движения понтона, плавающей крыши ограничивается 3,5 м/ч.

4.3.14 Величина допустимого рабочего давления в резервуарах определяется проектом или по результатам технического диагностирования.

В резервуарах со стационарной крышей должны поддерживаться следующие величины давления и вакуума (если не установлены другие ограничения в проекте):

- во время эксплуатации рабочее избыточное давление в газовом пространстве должно быть не более 2 кПа (200 мм вод. ст.), вакуум - не более 0,25 кПа (25 мм вод. ст.);

- предохранительные клапаны должны быть отрегулированы на давление 2.3 кПа (230 мм вод. ст.) и вакуум 0,4 кПа (40 мм вод. ст.);

- на резервуарах в понтоном (плавающей крышей) при огневых предохранителях и вентиляционных патрубках давление и вакуум не должны быть больше 0,2 кПа (20 мм вод. ст.).

4.3.15 Для бесперебойной работы транспортной системы магистральных нефтепроводов на конечных пунктах сдачи нефти необходимо иметь минимально необходимый остаток нефти клиентов (мобильный товарный остаток), включающий:

- товарно-коммерческий запас:

а) при сдаче в пунктах назначения на НПЗ и на экспорт, обеспечивающий непрерывную поставку потребителям в течение восьми часов;

б) при сдаче в морских портах, обеспечивающий налив одного нефтеналивного судна в полном объеме с учетом его грузоподъемности, ритмичности, подачи судов, объемов перевалки нефти;

в) при наливе нефти в железнодорожные цистерны, обеспечивающий налив одного маршрута в полном объеме в установленные сроки;

- запас нефти на таможенных пунктах сдачи, предназначенный для выполнения таможенных требований по перемещению нефти из расчета суточной перекачки;

- запас по сортности нефти (с учетом наличия сернистых нефтей).

Нормы минимально необходимого остатка нефти в РП ОАО МН утверждаются Компанией один раз в год на основании предложений акционерных обществ.

4.3.16 Технологический остаток нефти в резервуарах, необходимый для устойчивой работы транспортной системы в течение установленного времени, но не более 2-х часов, зависит от количества резервуарных емкостей в резервуарном парке.

4.3.17 Эксплуатационная и ремонтная документация должна включать:

- технический паспорт резервуара;

- технологические карты (регламент) по эксплуатации;

- график технического обслуживания;

- производственные инструкции по эксплуатации резервуаров и оборудования;

- инструкции по техническому обслуживанию и ремонту резервуаров и оборудования;

- журнал контроля состояния устройств молниезащиты, защиты от проявления статического электричества;

- распоряжения, акты на замену оборудования резервуаров;

- документы по результатам нивелирования основания;

- планы ликвидации возможных аварий и планы тушения пожаров;

- градуировочные таблицы резервуаров;

- паспорта, инструкции заводов-изготовителей оборудования;

- проектно-исполнительную документацию.

Ответственность за наличие, ведение и хранение эксплуатационной и ремонтной документации РП несет руководитель объекта МН.

**4.4 Терминалы по приему, хранению, подготовке и отгрузке нефти**

4.4.1 Прием нефти, поступающей по магистральным нефтепроводам, ее хранение, подготовка и отгрузка на другие виды транспорта, осуществляется через специальные терминалы – перевалочные нефтебазы (ПНБ) и пункты налива.

Перевалочные нефтебазы обеспечивают также прием нефти и нефтепродуктов с других видов транспорта (морского, речного, железнодорожного, автомобильного), их хранение, подготовку и отгрузку потребителям, включая бункеровку судов.

4.4.2 В состав перевалочных нефтебаз входят резервуарные парки, сливо-наливные эстакады, пункты налива, причальные сооружения, насосные станции, технологические трубопроводы, узлы учета нефти, лаборатории химического анализа, очистные сооружения, электрическое и теплоэнергетическое оборудование и другие вспомогательные объекты, обеспечивающие основной технологический процесс.

Состав объектов ПНБ в зависимости от ее назначения определяется проектом.

4.4.3 Перевалочные нефтебазы проектируются и сооружаются в соответствии с нормативными документами.

4.4.4 Приемка объектов ПНБ должна проводиться в порядке, указанном в разделе 2 настоящих Правил.

4.4.5 Техническая эксплуатация объектов ПНБ – резервуарных парков, насосных станций, технологических трубопроводов, электроустановок и других систем и сооружений, а также сливо-наливных эстакад, наливных пунктов, причальных сооружений – должна осуществляться согласно требованиям нормативной документации.

4.4.6 Резервуары, насосы, трубопроводы, задвижки, стояки должны быть пронумерованы, их нумерация и обозначения должны соответствовать технологическим схемам, утвержденным главным инженером объекта.

4.4.7 На технологические трубопроводы, емкости сбора утечек должны быть составлены калибровочные таблицы.

Резервуары должны иметь градуировочные таблицы, которые, в случае оперативного учета, утверждаются техническим руководителем предприятия, в случае учетно-расчетных операций - руководителем территориального органа Госстандарта.

4.4.8 Во избежание гидравлического удара и аварии на трубопроводах открытие-закрытие задвижек при сливо-наливных операциях должно проводиться строго в определенном порядке в соответствии с технологическими картами и инструкциями, утвержденными главным инженером объекта.

4.4.9 При сливо-наливных операциях скорость движения нефти должна ограничиваться требованиями электростатической безопасности (см. раздел 7.4 настоящих Правил).

4.4.10 Полнота налива-слива нефти в транспортные емкости (танки судов, ж/д цистерны, автоцистерны и др.) должна осуществляться по градуировочным таблицам емкостей транспортных средств в соответствии с требованиями МИ 1823-87, ГОСТ 8346 и нормативной документации.

4.4.11 Подготовка транспортного средства к наливу должна соответствовать требованиям ГОСТ 1510.

Качество подготовки нефти должно соответствовать:

- для нефтеперерабатывающих заводов - ГОСТ 9965;

- для поставки на экспорт - ТУ 39-1623-93.

4.4.12 Определение количества груза производится по Инструкции по учету нефти при ее транспортировке, ГОСТ 26976, MИ 1001-85.

4.4.13 При сливо-наливных операциях с сернистыми нефтями необходимо руководствоваться инструкцией по мерам безопасности при обращении с сернистыми нефтями.

4.4.14 Сливо-наливные эстакады, пункты налива, причальные сооружения должны постоянно снабжаться горячей водой или паром; должны быть оборудованы устройствами для смыва разлитой нефти в промышленную канализацию.

4.4.15 Площадки под сливо-наливным оборудованием должны иметь бетонное или другое герметичное покрытие и обеспечивать беспрепятственный сток жидкости в отводные колодцы или каналы через гидравлические затворы в системы промканализации или емкости для сбора аварийных утечек нефти.

4.4.16 Балластные, подтоварные, производственно-дождевые, хозяйственно-бытовые воды, перед выпуском их в водоемы, должны направляться на очистные сооружения и проходить очистку до принятых санитарных норм.

4.4.17 Сроки, периодичность и объемы технического обслуживания и ремонта технологического оборудования, систем и устройств устанавливаются в зависимости от технического состояния и в соответствии с требованиями нормативной документации, указанной в 4.4.5 настоящих Правил, заводскими инструкциями по обслуживанию и ремонту.

Графики технического обслуживания и ремонта утверждаются техническим руководителем нефтебазы.

4.4.18 Проведение огневых и газоопасных работ в резервуарных парках, на сливо-наливных сооружениях, пирсах, причалах без выполнения подготовительных работ запрещается.

Подготовительные и огневые (газоопасные) работы должны выполняться с выводом этих объектов из эксплуатации, при наличии наряд-допусков, оформленных в установленном порядке, с соблюдением Правил пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов, инструкций по организации безопасного проведения огнеопасных работ и других нормативных документов.

4.4.19 Перевалочные нефтебазы, имеющие в своем составе речные, морские пирсы и причалы с наливными коммуникациями, должны быть укомплектованы подготовленным персоналом, соответствующим оборудованием и устройствами для задержания, сбора и откачки с поверхности воды на берег аварийно-разлитой нефти.

В планах ликвидации возможных аварий на нефтебазе должны быть предусмотрены способы ликвидации аварий и их последствий.

4.4.20 На перевалочных нефтебазах должна быть следующая документация:

- технический паспорт нефтебазы;

- технические паспорта на резервуары;

- технический паспорт на технологические трубопроводы;

- экологический паспорт;

- санитарно-технический паспорт рабочих мест;

- планы ликвидации аварий и планы тушения пожаров;

- технологические и принципиальные схемы сетей и коммуникаций;

- технологические и операционные карты;

- заводские паспорта на сосуды, оборудование, арматуру, электроустановки и т.д.;

- журналы осмотров и ремонтов зданий, сооружений;

- журналы по учету работы оборудования;

- журнал оператора (диспетчера);

- графики технического обслуживания и ремонта;

- инструкции по эксплуатации по видам оборудования и систем;

- исполнительная документация и нормативная документация согласно 1.4, 2.2.7 настоящих Правил;

- другая документация, установленная ОАО МН.

**4.5** **Пункты подогрева нефти. Станции смешения нефти**

4.5.1 Пункты подогрева нефти (ППН) могут быть в составе НПС или самостоятельным объектом МН. ППН предназначены для подогрева высоковязкой и высокозастывающей нефти с целью снижения ее вязкости для перекачки по магистральному нефтепроводу.

4.5.2 В состав пункта подогрева нефти входят: печи подогрева, технологические трубопроводы, система внутренней циркуляции для предотвращения застывания нефти в коммуникациях, система для сдвига застывшей нефти в коммуникациях и магистральном нефтепроводе, система топливообеспечения горелок печей, система стационарного пожаротушения, оборудование, устройства, установки по энергообеспечению, КИПиА, амбары для спуска нефти при авариях и другие сооружения.

Состав объектов ППН и технические характеристики сооружений и оборудования определяются проектом.

4.5.3 Количество печей определяется проектом с учетом конкретных условий работы участка МН, времени года и необходимого резерва.

Температура подогрева нефти и запас необходимого количества нефти в резервуарах на ППН определяются технологическим регламентом участка нефтепровода и должны обеспечивать компенсацию теплопотерь перекачиваемой нефти с условием сохранения ее текучести (на 3-5°С выше температуры застывания нефти) до следующего ППН при минимальных температурах окружающей среды, а также обеспечивать возможность пуска участка нефтепровода после плановой остановки.

Технологические режимы перекачки нефти должны соответствовать требованиям 3.4.17-3.4.19 настоящих Правил.

4.5.4 Если на ППН имеются резервуары, они должны быть оснащены системами, предупреждающими застывание нефти и предотвращающими образование осадка.

4.5.5 Системы внутренней циркуляции для предотвращения застывания нефти и для сдвига застывшей нефти в коммуникациях должны находиться в работоспособном состоянии.

4.5.6 Пуск в эксплуатацию печей подогрева должен проводиться в соответствии с местными инструкциями, разработанными на основе нормативных документов.

4.5.7 Режим эксплуатации печей подогрева должен определяться проектом, паспортными данными и должен соответствовать технологической карте печей, которая утверждается главным инженером ОАО МН.

4.5.8 Аварийная автоматическая остановка печи должен осуществляться в следующих случаях:

- при прекращении циркуляции нефти через печь;

- при понижении тяги в топке;

- при понижении давления воздуха перед горелками;

- при исчезновении пламени в любой из горелок;

- при понижении давления газа перед горелками.

4.5.9 При отказах и пожарах ППН должен отключаться перекрытием задвижек на отводах к пункту. Обслуживающий персонал должен действовать согласно плану ликвидации аварий и тушению пожаров. Обо всех авариях и пожарах немедленно информируется диспетчер филиала ОАО МН.

4.5.10 Печи подогрева должны быть оснащены системой пожаротушения в соответствии с проектом.

4.5.11 Технические осмотры, обслуживание, текущие и капитальные ремонты печей должны проводиться в соответствии с графиком, утвержденным в установленном порядке. Работы оформляются записью в оперативном журнале и паспортах печей.

4.5.12 Ревизия элементов печей подогрева должна проводиться в период плановых ремонтов печей службой главного механика ОАО МН, его филиала с оформлением актов в установленном порядке.

4.5.13 Обслуживающий персонал ППН должен обеспечить эксплуатацию печей подогрева, всех систем и оборудования ППН в соответствии с производственными инструкциями по технической эксплуатации, правилами пожарной безопасности и охраны труда, настоящими Правилами.

4.5.14 Надзор за правильностью эксплуатации, своевременностью и качеством проведения технического обслуживания и ремонта печей в соответствии с графиком возлагается на специалистов ОАО МН и его филиала в объеме их должностных инструкций.

4.5.15 Оборудование и сооружения ППН при отдельном расположении от НПС – технологические трубопроводы, резервуарные парки, противопожарная система, электроустановки, система автоматики и телемеханики и другие должны эксплуатироваться в соответствии с требованиями соответствующих разделов настоящих Правил.

4.5.16 Снижение вязкости, обеспечение заданных качеств перекачиваемых по МН нефтей может осуществляться путем компаундирования на станциях смешения нефти (ССН).

4.5.17 Состав сооружений и объектов, входящих в ССН, определяется проектом.

4.5.18 Технологический процесс смешения и получения требуемых качеств перекачиваемой нефти проводится согласно специально разработанной инструкции.

4.5.19 Эксплуатация, техническое обслуживание и ремонт сооружений и оборудования ССН проводится согласно требованиям соответствующих разделов настоящих Правил.

4.5.20 Оперативная и техническая документация при эксплуатации оборудования, сооружений ППН и ССН комплектуется согласно требованиям 4.2-4.4 и других разделов настоящих Правил.

5 ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

**5.1 Общие положения**

5.1.1 В целях обеспечения безопасности, поддержания надежности, предупреждения отказов, определения фактического технического состояния объектов МН, возможности их дальнейшей эксплуатации на проектных технологических режимах, для расчета допустимого давления, необходимости снижения разрешенного рабочего давления и перехода на пониженные технологические режимы или необходимости ремонта с точной локализацией мест его выполнения и продления срока службы объектов МН в процессе эксплуатации должно проводиться периодическое техническое диагностирование объектов МН.

5.1.2 Диагностирование магистральных нефтепроводов осуществляют организации, имеющие лицензию Госгортехнадзора России на право проведения диагностирования объектов МН, или специалисты ОАО МН и его филиалов, имеющие квалификационные удостоверения, допущенные к проведению диагностирования, при наличии аттестованной диагностической аппаратуры и утвержденных в установленном порядке методик технического диагностирования.

5.1.3 При планировании, организации и проведении диагностических работ должны быть обеспечены условия пожаровзрывобезопасности в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

**5.2 Диагностирование линейной части магистральных нефтепроводов**

5.2.1 Диагностирование линейной части МН предусматривает следующие виды работ:

- внутритрубную диагностику линейной части МН путем пропуска внутритрубных инспекционных снарядов (ВИС);

- внешнее дефектоскопическое обследование участков МН с применением методов неразрушающего контроля (визуального, ультразвукового, магнитопорошкового, капиллярного, вихретокового, акустико-эмиссионного);

- оценку состояния изоляционных покрытий и эффективности работы средств ЭХЗ.

5.2.2 Внутритрубная диагностика должна проводиться с использованием комплексов технических средств, основу которых составляют ВИС, реализующие различные виды неразрушающего контроля и перемещаемые по трубопроводу потоком перекачиваемого продукта.

5.2.3 Состав ВИС, применяемых при проведении внутритрубной диагностики, должен обеспечивать определение:

- дефектов геометрии трубопровода (вмятин, гофр, овальности), ограничивающих проходное сечение, и радиусов его поворота (радиусов отводов);

- дефектов стенки трубы (коррозии металла, забоин, задиров, рисок, царапин, расслоений и т.п.);

- трещин и трещиноподобных дефектов определенной ориентации по отношению к оси трубопровода (осевой или поперечной), расположенных в основном металле трубы и в сварных швах;

- положение сварных швов, подкладных колец.

ВИС должны иметь систему учета дефектов, обеспечивающую привязку мест расположения дефектов к определенным точкам трассы МН. Точность определения местоположения дефектов относительно ближайшего поперечного сварного шва должна соответствовать разрешающей способности данного ВИС, указанной в его технических характеристиках.

5.2.4 Разрешающая способность ВИС и применяемые методы интерпретации дефектов должны обеспечивать возможность классификации дефектов по степени опасности без проведения экскавации и дополнительного дефектоскопического контроля трубопровода.

5.2.5 Проведение работ по внутритрубной диагностике с использованием комплексов технических средств, предназначенных для обнаружения и измерения дефектов определенного типа, должно проводиться на основе технологий, регламентирующих эти работы и утвержденных в установленном порядке.

5.2.6 Внутритрубная диагностика должна проводиться на плановой основе с учетом норм периодичности в соответствии с нормативной документацией, но не реже одного раза в 5 лет.

5.2.7 ОАО МН должны ежегодно согласовывать проект плана внутритрубной диагностики своих нефтепроводов с организацией, выполняющей работы по диагностированию, и направлять в Компанию для его утверждения.

5.2.8 Работы по составлению, согласованию, изменению, утверждению годовых планов по внутритрубной диагностике, составлению на их основе квартальных и месячных планов должны проводиться в соответствии с установленным порядком.

5.2.9 Представляемый к внутритрубному диагностированию трубопровод (или его участки) должен отвечать требованиям нормативной документации в части обеспечения проходимости средств диагностики. Трубопровод (или их участки), не отвечающий требованиям контролепригодности, должен доводиться ОАО МН (или его филиалами) до требуемого уровня.

5.2.10 Подрядчик, выполняющий диагностирование МН, за 10-30 дней до планируемого начала работ должен письменно уведомить ОАО МН о своей готовности к проведению внутритрубной диагностики.

ОАО МН в течение 5-10 дней с момента получения уведомления от подрядчика должно направить ему письменное подтверждение о готовности трубопровода (или его участков) к проведению диагностических работ в указанные сроки или по обоснованным причинам перенести срок диагностирования.

5.2.11 ОАО МН должно предоставить подрядчику паспортные данные по трубопроводу (или его участкам), представляемому к внутритрубному диагностированию, информацию о режимах его работы и другие необходимые данные в соответствии с нормативной документацией.

5.2.12 Персонал ОАО МН, непосредственно связанный с проведением работ по пропуску ВИС, должен пройти специальное обучение на рабочих местах по программе, представляемой подрядчиком и согласованной с Госгортехнадзором России. Обучение персонала ОАО МН проводит представитель подрядчика.

5.2.13 Все работы, связанные с запасовкой, пуском, приемом и извлечением ВИС, должны проводиться работниками филиалов ОАО МН под руководством ответственного специалиста, назначаемого приказом по филиалу ОАО МН, и под наблюдением специалистов подрядчика.

5.2.14 По результатам внутритрубной диагностики подрядчик должен представить в ОАО МН технический отчет, подписанный руководством его предприятия и заверенный печатью, в сроки согласно условиям договора.

5.2.15 Отчет по результатам внутритрубной диагностики должен содержать информацию о всех дефектах, зафиксированных ВИС, информацию об опасных дефектах, требующих снижения давления в трубопроводе (на период до проведения ремонта) либо проведения оперативного ремонта. В отчете должны быть приведены данные о местоположении каждого дефекта относительно точек-ориентиров и поперечных сварных швов.

5.2.16 Информация об опасных дефектах должна оперативно передаваться подрядчиком в ОАО МН до выпуска технического отчета.

5.2.17 ОАО МН или его филиал должны в месячный срок провести анализ полученных данных по опасным дефектам для определения видов ремонта и составления графика выполнения работ. До проведения работ по ремонту опасного дефекта должны вводиться следующие режимы ограничения перекачки:

- если для дефектного участка расчетами прочности по соответствующим нормативным документам определено допустимое давление перекачки, то проходное давление должно быть не выше допустимого давления;

- если для дефектного участка допустимое давление перекачки не определено, то проходное давление на этом участке должно быть не выше 75% от проходного давления на момент обнаружения опасного дефекта.

5.2.18 Технические отчеты по результатам диагностирования должны храниться в ОАО МН в течение всего срока эксплуатации МН в виде базы данных дефектов, обновляемой не позднее 10-дневного срока по результатам проведения ремонта участка нефтепровода и повторных диагностических обследований.

5.2.19 Внешнее дефектоскопическое обследование должно проводиться:

- после пропуска ВИС для уточнения параметров дефектов и выбранного метода ремонта дефектного участка трубопровода;

- на вскрытом участке трубопровода в процессе ремонта (например, при замене изоляции);

- на участках трубопровода для наблюдения за развитием ранее выявленных дефектов, оценки технического состояния отдельных ремонтных конструкций.

5.2.20 По результатам внешнего дефектоскопического обследования должно быть составлено заключение и представлено в ОАО МН или в его филиал для принятия решения.

5.2.21 Заключения по результатам внешнего дефектоскопического обследования должны храниться в ОАО МН в течение всего срока эксплуатации МН в виде базы данных дефектов, обновляемой не позднее 10-дневного срока по результатам проведения ремонта участка нефтепровода.

5.2.22 Диагностирование воздушных переходов трубопровода, линейной арматуры, особо опасных участках (подводных переходах, у густонаселенных пунктов, пересечений с железными и автодорогами), рекомендуется проводить (в дополнение к внутритрубной диагностике) акустико-эмиссионным методом совместно с ультразвуковой дефектоскопией.

5.2.23 Организация и проведение диагностирования коррозионного состояния подземных трубопроводов, изоляционных покрытий и средств ЭХЗ должны соответствовать требованиям, изложенным в разжеде 8 настоящих Правил.

5.2.24 На основании результатов диагностирования ОАО МН должны планировать первоочередные мероприятия по предотвращению разрушения трубопроводов, а также сроки и объемы работ по ремонту линейной части МН в порядке, указанном в главе 6 настоящих Правил.

**5.3 Диагностирование оборудования НПС**

5.3.1 Оборудование НПС подвергается техническому диагностированию с целью обеспечения его надежности и безопасности.

Задачами технического диагностирования являются:

- определение технического состояния оборудования, в том числе обнаружение и классификация дефектов (отказов), прогноз их развития;

- определение остаточного ресурса и продление срока службы оборудования;

- определение сроков и объемов ремонта, необходимости замены или модернизации оборудования.

5.3.2 Номенклатура оборудования, подлежащего диагностированию, определяется ОАО МН.

Объем и периодичность диагностического контроля устанавливается в соответствии с нормативной документацией.

Эксплуатацию оборудования и систем новых и модернизированных НПС предпочтительно осуществлять с непрерывным автоматизированным контролем и диагностированием их работоспособности на базе технических средств КИП и А, телемеханики и АСУ.

До ввода в эксплуатацию технических и программных средств автоматизированной диагностики допускается оценка технического состояния оборудования с помощью портативных (переносных) приборов.

5.3.3 Определение фактического технического состояния оборудования производится на основе проверки соответствия и сравнения текущих значений его параметров с допустимыми и базовыми значениями.

Допустимые значения параметров, необходимых для оценки технического состояния оборудования, а также периодичность проведения планового контроля, назначаемая с учетом фактических показателей надежности, количества пусков и результатов выполненных ранее диагностических и ремонтных работ, определяются в соответствии с нормативными документами.

Базовые значения контролируемых параметров определяются с началом ведения работ по диагностике, после ввода нового или отремонтированного оборудования в эксплуатацию, а также после замены узла или детали, которая вызвала изменение контролируемых параметров.

5.3.4 В рамках диагностирования оборудования НПС должны проводиться оперативный, плановый и неплановый контроль технического состояния.

Оперативный (непрерывный) контроль - контроль технического состояния, при котором поступление информации о контролируемых параметрах происходит постоянно. В объем оперативного диагностического контроля входят также технические осмотры объектов НПС, которые проводятся согласно графику в соответствии с нормативной документацией.

Плановый (периодический) контроль - контроль фактического технического состояния оборудования НПС по параметрам, позволяющим оценить техническое состояние оборудования, составить прогноз его работоспособности.

Неплановый контроль - контроль технического состояния оборудования НПС, проводимый в случае резкого изменения значений постоянно контролируемых параметров, а также, если по результатам оперативного контроля выносится решение о предполагаемом развитии дефекта.

5.3.5 Источником информации, необходимой для проведения диагностирования и анализа причин изменения технического состояния оборудования, являются следующие базы данных: эксплуатационных параметров; отказов и наработок; планов и результатов проведения диагностирования и ремонтов.

5.3.6 Руководство ОАО МН несет ответственность за планирование, организацию и обеспечение условий безопасного проведения диагностических работ. Ответственность за подготовку оборудования к проведению диагностирования несут подразделения и службы филиалов ОАО МН.

5.3.7 По результатам технического диагностирования должно выдаваться заключение о техническом состоянии оборудования.

Формы и порядок ведения документации должны быть едиными для всех ОАО МН, обеспечивать возможность оценки технического состояния и прогнозирования ресурса оборудования в автоматизированном режиме, а также определения его показателей надежности с учетом ранее полученной информации.

5.3.8 Параметры, используемые при оценке технического состояния, а также результаты диагностирования и прогнозирования ресурса должны сохраняться в базе данных автоматизированной системы контроля и управления МН на протяжении всего времени эксплуатации однотипного оборудования.

5.3.9 Диагностирование магистральных и подпорных насосных агрегатов должно обеспечивать обязательную оценку их технического состояния по следующим контролируемым параметрам: напору и давлению; потребляемой мощности или коэффициенту полезного действия (КПД) насоса; вибрации; температурам масла, сердечника статора, обмоток ротора и статора, подшипников, охлаждающей среды.

5.3.10 Валы насосных агрегатов должны подвергаться входному и плановому дефектоскопическому контролю с учетом наработки и количества пусков в соответствии с нормативной документацией.

5.3.11 Методы и средства, применяемые для оценки технического состояния арматуры, должны обеспечивать:

- контроль внешней и внутренней герметичности;

- выявление дефектов в материале корпуса, сварных швах, уплотнении и элементах штока;

- контроль работоспособности редуктора, электропривода, аппаратуры пуска и остановки, концевых и моментных выключателей.

5.3.12 Для определения фактического технического состояния технологических трубопроводов, должны производиться ревизия, испытания (в рамках планового контроля) и надзор в соответствии с нормативными документами.

5.3.13 На основании результатов технического диагностирования оборудования НПС должны определяться объемы и сроки работ по ремонту оборудования в порядке, указанном в разделе 6 настоящих Правил.

5.3.14 Оборудование НПС, отработавшее назначенный срок службы (назначенный ресурс), подлежит техническому освидетельствованию с целью определения возможности и условий его дальнейшей эксплуатации или списания.

Результаты технического освидетельствования оборудования, отработавшего ресурс или срок службы, должны доводиться до сведения территориального органа Госгортехнадзора России.

Объем и периодичность технического обслуживания и ремонта оборудования НПС в течение дополнительного срока службы должны устанавливаться по результатам технического освидетельствования.

**5.4 Диагностирование стальных резервуаров**

5.4.1 Диагностирование резервуаров должно проводиться в соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации резервуаров МН и нефтебаз и нормативной документации.

Периодичность диагностирования:

- частичное - не реже одного раза в 5 лет;

- полное - один раз в 10 лет.

5.4.2 Для резервуаров, отработавших расчетный срок службы или прошедших капитальный ремонт, периодичность диагностирования составляет соответственно 4 года и 8 лет.

5.4.3 Первоочередному диагностическому обследованию должны подвергаться резервуары:

- находящиеся в аварийном состоянии или в состоянии ремонта после аварии;

- изготовленные из кипящих сталей и сваренные электродами с меловой обмазкой;

- находящиеся в эксплуатации более 20 лет;

- в которых хранятся высококоррозионные по отношению к металлу несущих конструкций продукты.

5.4.4 Частичное диагностирование должно проводиться без вывода резервуаров из эксплуатации, полная - после вывода резервуаров из эксплуатации, их опорожнения, очистки и дегазации.

5.4.5 Перечень работ, выполняемых при диагностировании резервуаров, а также порядок их выполнения определяется в соответствии с требованиями нормативной документации.

5.4.6 По результатам диагностирования исполнителями должен составляться отчет, в котором приводится оценка технического состояния резервуара и рекомендации по устранению обнаруженных дефектов.

5.4.7 На основании диагностирования резервуаров должен составляться график ремонта (в т.ч. капитального), который утверждается руководством ОАО МН (или его филиала).

5.4.8 Отбраковка отдельных элементов резервуара или всего резервуара должна проводиться на основании результатов полного диагностирования, условий эксплуатации, статистики отказов и других факторов, снижающих его надежность при эксплуатации.

5.4.9 Критерием для полной отбраковки резервуара является неудовлетворительное качество металла по механическим свойствам, по износу и экономическая нецелесообразность проведения ремонта.

**6 РЕМОНТНЫЕ РАБОТЫ НА ОБЪЕКТАХ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ**

**6.1 Оценка технического состояния оборудования и сооружений магистральных нефтепроводов**

6.1.1 Оценка технического состояния линейной части МН, его ремонтопригодность, выбор вида и способа ремонта должны проводиться на основе результатов комплексных обследований.

6.1.2 В состав комплексных обследований входит:

- диагностическое обследование линейной части магистральных нефтепроводов (ЛЧ МН) с применением ВИС в соответствии с 5.1.10;

- дефектоскопия стенки трубопровода или сварных стыков с применением акустико-эмиссионных, ультразвуковых методов;

- анализ изменений защитного потенциала трубопровода за период эксплуатации;

- дефектоскопия изоляции;

- сбор информации по техническим характеристикам состояния изоляции;

- сбор информации по ремонту;

- анализ статистических данных аварийности;

- оценка загруженности МН в перспективе.

6.1.3 По результатам анализа комплексных обследований и обработки данных проводится:

- уточнение местоположения дефектного участка нефтепровода;

- определение ремонтопригодности обследованного участка;

- планирование мероприятий по предотвращению возможного разрушения трубопровода;

- выбор вида и метода ремонта, определение объемов работ и сроков его проведения в зависимости от характера дефектов и ремонтопригодности нефтепровода с учетом его загруженности на рассматриваемый период и в перспективе.

6.1.4 Оценка технического состояния объектов НПС, резервуаров, технологических трубопроводов должна проводиться на основе анализа результатов комплексной диагностики, выполненных согласно требованиям раздела 5 настоящих Правил с учетом результатов автоматизированного сбора, обработки, хранения и выдачи информации единой системы контроля и управления техническим обслуживанием и ремонтом (СКУТОР) оборудования и сооружений МН с учетом срока их службы.

**6.2 Определение вида ремонтных работ**

6.2.1 На основании результатов оценки технического состояния планируются следующие виды ремонта или реконструкции нефтепровода:

а) ремонт коротких участков с вырезкой дефектных мест или труб с монтажом катушек или секций труб;

б) выборочный ремонт коротких участков нефтепровода с восстановлением несущей способности труб ( ремонт без вырезки); выборочный ремонт по замене изоляции;

в) ремонт нефтепровода с заменой изоляции (сплошная замена изоляции по действующим технологиям);

г) ремонт нефтепровода с заменой отдельных участков или всего нефтепровода.

Каждому виду ремонта должен соответствовать метод (технология) ремонта, который устанавливается нормативным документом.

6.2.2 Планирование очередности работ по ремонту и предотвращению возможных разрушений трубопровода проводится в зависимости от характера и степени опасности дефектов, с учетом технического состояния нефтепровода.

6.2.3 Для оборудования нефтеперекачивающих станций предусматриваются следующие виды ремонта:

- технические осмотры;

- техническое обслуживание (ТО);

- ремонт, выполняемый по фактическому техническому состоянию (текущий, средний, капитальный) или плановый при выборе системы ППР;

- неплановый (аварийно-восстановительный) ремонт;

- регламентные работы.

6.2.4 По результатам оценки технического состояния оборудования объектов и сооружений МН, ОАО МН и его филиалами определяются виды ремонта или принимается решение об их списании или замене.

**6.3 Организация производства ремонтных работ на объектах магистральных нефтепроводов**

6.3.1 Планирование работ по ремонту нефтепровода проводится в зависимости от характера и степени опасности дефектов, с учетом заключения о техническом состоянии сооружений и оборудования МН.

6.3.2 Производство основных ремонтных работ должно начинаться после выполнения ОАО МН и его филиалами организационных и подготовительных мероприятий, приемки подрядчиком трассы ремонтируемого участка нефтепровода под ремонт и письменного разрешения руководства ОАО МН и его филиалов на производство работ.

6.3.3 Текущий ремонт линейной части выполняется, как правило, совместно с техническим обслуживанием трубопровода по утвержденному графику.

6.3.4 Капитальный ремонт нефтепровода должен проводиться в соответствии с нормативной документацией специализированными организациями.

6.3.5 Капитальный ремонт должен выполняться в соответствии с рабочим проектом, разработанным проектной организацией, имеющей лицензию, и проектом производства работ, разработанным организацией, выполняющей ремонт, утверждаемым руководством ОАО и его филиалов.

6.3.6 Рабочий проект на капитальный ремонт МН разрабатывается на основании технического задания на проектирование с учетом требований СНиП 2.05.06, СНиП 3.01.01, Правил капитального ремонта МН и настоящих Правил и согласовывается с владельцами сооружений технического коридора.

6.3.7 Выборочный капитальный ремонт участков нефтепровода с дефектами, подлежащими удалению, должен выполняться путем замены дефектного участка на новый в соответствии с действующими нормативными документами.

6.3.8 Выборочный капитальный ремонт без остановки перекачки нефти может выполняться при давлении не более 2,5 МПа без подъема трубопровода, с сохранением его положения в траншее, согласно требованиям нормативных документов для конкретного метода ремонта.

6.3.9 Ремонт с заменой изоляционного покрытия (сплошной ремонт с заменой изоляции) может проводиться без остановки перекачки нефти при давлении не более 2,5 МПа по следующим технологиям:

- с подъемом трубопровода в траншее для нефтепроводов диаметром 219-720 мм;

- с подъемом и укладкой трубопровода диаметром 219-720 мм на лежки в траншее;

- без подъема трубопровода с сохранением его положения для диаметров 820-1220 мм.

Ремонт трубопровода должен проводиться по специально разработанным и утвержденным в установленном порядке технологиям.

6.3.10 Ремонт с заменой участков трубопровода может производиться следующими методами:

- укладкой в совмещенную траншею вновь прокладываемого участка трубопровода рядом с заменяемым с последующим демонтажом последнего;

- укладкой в отдельную траншею в пределах существующего технического коридора коммуникаций вновь прокладываемого участка трубопровода с последующим вскрытием и демонтажом заменяемого;

- демонтажом заменяемого трубопровода и укладкой вновь прокладываемого трубопровода в прежнее проектное положение.

6.3.11 Производство ремонтных работ с заменой всего трубопровода и реконструкцией нефтепровода должно выполняться в соответствии с технологиями и требованиями, предусмотренными СНиП 2.05.06, СНиП III-42, других нормативных документов и настоящих Правил.

6.3.12 Работы по капитальному ремонту объектов МН (газоэлектросварочные, строительно-монтажные, земляные, работы на высоте, вблизи линий электропередач, на подводных переходах, с применением энергии взрыва, с использованием автотракторной техники и грузоподъемных механизмов и др.) относятся к работам повышенной опасности и должны проводиться в соответствии с нормативными документами, регламентами, инструкциями и проектной документацией, с оформлением нарядов-допусков, актов и других документов, с назначением ответственных лиц за подготовку, организацию и проведение работ и обеспечение мер безопасности.

6.3.13 Перед началом ремонтных работ заказчик и подрядчик должны поставить в известность владельцев сооружений технического коридора о начале и сроках проведения работ по капитальному ремонту.

6.3.14 Для осуществления технического надзора за качеством ремонта, соблюдением технологического режима и приемкой выполненных работ приказом по ОАО МН и его филиалов назначается лицо из числа специалистов технических служб, аттестованных для проведения таких работ. Для этих целей также могут быть привлечены специализированные организации, имеющие соответствующую лицензию.

6.3.15 Текущий ремонт запорной арматуры и механического оборудования линейных сооружений нефтепровода может выполняться подразделениями аварийно-восстановительной службы. Капитальный ремонт – специализированными организациями, имеющими соответствующие лицензии.

6.3.16 Ремонт электротехнических установок, ЛЭП, оборудования и устройств ЭХЗ, систем телемеханики линейной части должен выполняться специализированными службами.

6.3.17 С целью безопасности производства работ участки, примыкающие к задвижкам, тройникам, отводам, следует ремонтировать отдельно от основного потока работ.

6.3.18 При ремонте с восстановлением толщины стенки нефтепровода сварочные работы необходимо выполнять с соблюдением требований нормативной документации.

6.3.19 В процессе капитального ремонта с заменой труб при производстве сварочно-монтажных работ следует соблюдать требования ВСН 006-89 и другой нормативной документации.

6.3.20 Тип защитных покрытий и конструкций изоляционных покрытий выбирается в зависимости от условий коррозионной активности грунтов, диаметра трубопровода и других условий и должен определяться проектной документацией или проектом производства работ на капитальный ремонт трубопровода и в соответствии с требованиями ГОСТ Р51164.

6.3.21 При проведении технологических операций следует проводить пооперационный контроль качества выполняемых работ согласно требованиям Правил капитального ремонта МН.

6.3.22 Применение энергии взрыва при монтажных и демонтажных работах (вырезка “катушки” и т.д.), при капитальном ремонте должно осуществляться в соответствии с Правилами безопасности при эксплуатации МН, Едиными правилами безопасности при взрывных работах, Инструкцией о порядке хранения, использования и учета взрывчатых материалов и другими нормативными документами.

6.3.23 Проектная, исполнительно-техническая, нормативная и оперативная документация при капитальном ремонте должна разрабатываться, создаваться и вестись на основе нормативных документов и настоящих Правил.

***Организация ремонтных работ оборудования НПС***

6.3.24 Выбор типа системы технического обслуживания и ремонта - по фактическому техническому состоянию или системы ППР, должен определяться ОАО МН.

6.3.25 Диагностика оборудования должна выполняться с периодичностью и в рамках, установленных нормативной документацией и раздела 5 настоящих Правил. Объем и момент начала ремонта определяется фактическим техническим состоянием оборудования.

6.3.26 Оперативность восстановления работоспособности должна устанавливаться в зависимости от степени влияния оборудования на режим и технологию перекачки.

6.3.27 Ответственность за подготовку оборудования к ремонту и его передачу в ремонт, контроль качества ремонта с применением средств технической диагностики, приемки из ремонта, а также контроль своевременного и правильного заполнения ремонтной документации возлагается на руководителей соответствующих служб НПС.

6.2.28 Ремонт оборудования НПС должен осуществляться эксплуатационно-ремонтным персоналом или организацией, имеющей лицензию на производство ремонтных работ на НПС.

6.3.29 Оборудование после ремонта считается принятым в эксплуатацию после проверки его технического состояния, проведения обкатки (испытаний) в рабочем режиме в течение:

- 8 часов - после выполнения ремонтных работ в объеме текущего ремонта;

- 72 часов - после выполнения ремонтных работ в объеме среднего и капитального ремонта.

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

6.3.31 Документация технического обслуживания и ремонта оборудования НПС должна содержать:

- графики планового ремонта, технического обслуживания, планового диагностирования и регламентных остановок для каждого вида оборудования;

- журнал учета ремонтов и ТО, в котором должны быть указаны: дата проведения ТО или ремонта, вид ремонта или ТО, наработка между ремонтами или ТО, время простоя оборудования, ответственный исполнитель;

- журнал учета проведения диагностирования и регламентных остановок для системы ТОР по фактическому техническому состоянию, который должен содержать: дату диагностирования и регламентной остановки, диагностируемые параметры, их значения (допустимые и реальные), решение о работоспособности, предполагаемый и выполненный объем ремонта, ответственный исполнитель планового диагностирования и регламентной остановки;

- бланки нарядов-допусков на производство ремонтных и диагностических работ;

- акты сдачи и приемки из ремонта оборудования;

- акты результатов планового диагностирования и регламентных остановок.

Перечень, формы и сроки представления отчетной документации определяются предприятием, эксплуатирующим оборудование НПС.

6.3.32 Техническое обслуживание и ремонт оборудования ПНБ, ССН, ППН должны проводиться в соответствии с требованиями настоящего раздела.

***Организация и производство ремонтных работ резервуаров***

6.3.33 Организация и производство ремонтных работ резервуаров должны выполняться в соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации резервуаров МН.

6.3.34 Капитальный ремонт резервуаров должен проводиться по индивидуальному проекту производства работ, разработанному подрядной организацией. Основанием для разработки ППР капитального ремонта служит утвержденная дефектная ведомость.

6.3.35 Текущий ремонт резервуаров должен проводиться в соответствии с утвержденным ОАО МН и его филиалами графиком. Объем работ, выполняемых при текущем ремонте определяется в соответствии с оценкой технического состояния резервуара и его оборудования на основании результатов диагностики, а также в соответствии с действующими правилами, техническими инструкциями и технической документацией заводов-изготовителей оборудования.

6.3.36 Ремонт резервуаров с применением огневых работ должен проводиться после подготовки резервуаров.

6.3.37 Подготовка резервуаров к ремонту с применением огневых работ должна включать в себя следующие операции:

- откачку нефти из резервуара;

- предварительную дегазацию;

- очистку;

- мойку;

- окончательную дегазацию.

6.3.38 На подготовку резервуаров к ремонту должен составляться проект организации работ (ПОР), который включает в себя: порядок проведения подготовительных работ с учетом конкретных условий, меры по охране труда, способы контроля взрывопожароопасности.

ПОР должен быть утвержден руководством филиала ОАО и согласовывается с вневедомственной пожарной охраной предприятия или местными инспекциями территориальных подразделений ГПС МВД РФ.

6.3.39 Перечень работ и порядок их выполнения при контроле качества ремонта резервуаров должны соответствовать требованиям СНиП Ш-18 и другой нормативной документации.

6.3.40 Перед вводом в эксплуатацию резервуара должно проводиться гидравлическое испытание на прочность и герметичность.

6.3.41 Резервуар после ремонта должен приниматься в эксплуатацию комиссией, назначаемой руководством ОАО МН или его филиалами. Акт на приемку резервуара должен оформляться в установленном порядке и утверждается главным инженером ОАО МН или его филиалов.

**6.4 Вывод из эксплуатации - консервация, расконсервация и демонтаж оборудования объектов магистральных нефтепроводов**

6.4.1 Для сохранения исправности и работоспособности оборудования объектов магистрального нефтепровода, временно выведенного из эксплуатации, должен быть проведен комплекс мероприятий (консервация) и организовано техническое обслуживание недействующего объекта.

6.4.2 Продолжительность периода, на который оборудование объектов МН выводится из эксплуатации, условия нахождения в резерве (консервация или периодическое включение в работу с целью поддержания работоспособности) должны устанавливаться ОАО МН.

6.4.3 Консервации подлежит исправное оборудование, прошедшее предварительное освидетельствование, диагностику, дефектоскопию с целью определения остаточного ресурса и целесообразности консервации.

6.4.4 На выполнение работ по консервации (демонтажу) объектов нефтепровода, НПС, ПНБ, ППН, ССН разрабатывается проектная документация, в состав которой должны входить:

- рабочая программа по консервации (демонтажу);

- декларация промышленной безопасности на объект нефтепровода в состоянии консервации;

- документ (инструкция) по техническому обслуживанию законсервированных объектов нефтепроводов;

- план ликвидации возможных аварий и план тушения пожаров на законсервированном участке нефтепровода (в случае применения горючих веществ в качестве консервантов);

- технико-экономическое обоснование рабочей программы по консервации (демонтажу) и выбору консервантов;

- другие документы в зависимости от характеристики консервируемого объекта.

6.4.5 Рабочая программа (на консервацию, демонтаж) должна включать перечень предполагаемых организационных и технических мероприятий, порядок и методы их выполнения, состав и объемы работ, требования по пожарной безопасности, охране труда и экологической безопасности.

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

6.4.6 С целью поддержания законсервированного оборудования объектов нефтепровода в исправном состоянии в течение всего срока консервации необходимо выполнять работы по их техническому обслуживанию и ремонту.

На предприятии должна быть разработана инструкция, устанавливающая порядок выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту законсервированного оборудования объектов магистральных нефтепроводов с учетом требований нормативной и руководящей документации и соответствующих разделов настоящих Правил.

6.4.7 Для выполнения расконсервации оборудования и ввода его в действие должна составляться рабочая программа с указанием перечня работ, порядка и сроков их выполнения. Программа утверждается главным инженером ОАО МН.

6.4.8 При вводе оборудования объектов МН в эксплуатацию после расконсервации должна проводиться ревизия, проверка, обкатка и испытания в соответствии с требованиями нормативных документов и инструкций заводов-изготовителей.

6.4.9 После подконтрольной эксплуатации оборудования объектов МН в течение 72 часов должен составляться акт о вводе его в действие с приложением перечня выполненных работ, который утверждается в установленном порядке.

6.4.10 Для выполнения работ по демонтажу оборудования объектов магистральных нефтепроводов должна быть разработана проектная документация на демонтаж. На основании проектной документации составляется план мероприятий по демонтажу, включающий состав и объемы работ, методы и сроки их выполнения, исполнителей и ответственных.

Проект на демонтаж, организация работ по демонтажу объектов и оборудования МН должны выполняться с учетом требований нормативных документов.

6.4.11 Демонтаж объектов и оборудования МН должен выполняться специализированными бригадами в установленном порядке.

7 ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

**7.1 Общие положения**

7.1.1 Порядок организации эксплуатации электрохозяйства, входящего в состав магистрального нефтепровода, определяется Положением, утвержденным руководителем ОАО МН.

7.1.2 Электрослужба организует эксплуатацию:

- электродвигателей напряжением 0,22-10 кВ (за исключением двигателей следящих и регулирующих систем, приборов, ЦПУ, ЭВМ, кондиционеров, холодильных агрегатов, стартерных);

- силовых, разделительных и регулировочных трансформаторов напряжением до 220 кВ (за исключением встроенных в технологическое оборудование);

- линий электропередач (воздушных, кабельных) напряжением до 220 кВ;

- кабельных линий цепей управления и защиты, за исключением входящих в систему автоматики, телемеханики, вычислительных центров;

- концевых выключателей задвижек, не входящих в системы автоматики МН;

- распределительных и понижающих подстанций, трансформаторных пунктов, силовых и осветительных щитов, шкафов, сборок, ЩСУ;

- оборудования распределительных устройств напряжением до 220 кВ;

- подстанционных аккумуляторных батарей и устройств, обеспечивающих их работу;

- электрооборудования и генераторов стационарных и передвижных электростанций;

- электротехнических устройств и электропроводки производственных и коммунально-бытовых помещений, находящихся на балансе организации;

- устройств молниезащиты, заземления и защиты от статического электричества стационарных установок, за исключением конструкционных узлов их подключения к защищаемым объектам;

- приборов измерений (стационарных и переносных), технического контроля и учета электроэнергии;

- оборудования ВЧ-связи по проводам ВЛ-6-220кВ;

- вспомогательных систем, инженерных сооружений и устройств, размещенных в распредустройствах и подстанциях, предназначенных для их нормального функционирования (за исключением стационарных средств пожаротушения).

Эксплуатация электроустановок напряжением 500 кВ осуществляется по специальным правилам.

7.1.3 Эксплуатация электроустановок организуется специалистом - лицом, ответственным за электрохозяйство, и осуществляется специально обученным электротехническим персоналом, имеющим соответствующую квалификационную группу по электробезопасности.

7.1.4 Эксплуатация электроустановок ведется в соответствии с требованиями:

- Правил эксплуатации электроустановок потребителей;

- Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок;

- Правил устройства электроустановок;

- Объема и норм испытания электрооборудования;

- Положения о системе технического обслуживания и ремонта электроустановок магистральных нефтепроводов;

- Правил учета электрической энергии;

- Положения об электрослужбе;

- должностных и производственных инструкций для электроперсонала;

- инструкций заводов-изготовителей оборудования.

7.1.5 Границы обслуживания и ответственности за эксплуатацию устройств, оборудования и сетей между электрослужбой и другими технологическими службами устанавливаются положением, утверждаемым руководителем предприятия.

Границы раздела обслуживания и разграничение балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности между электроснабжающими организациями и предприятиями МН определяются отдельным документом.

**7.2 Электроснабжение**

7.2.1 Электроснабжение объектов магистральных нефтепроводов осуществляется от энергоснабжающих организаций, а также от собственных стационарных и передвижных электростанций и должно обеспечивать необходимую категорию надежности электроснабжения электроприемников.

7.2.2 Электроснабжение трассовых объектов должно, как правило, осуществляться от трассовых ВЛ-6-10кВ, подключение к которым сторонних потребителей не допускается.

7.2.3 Проектирование объектов внешнего энергоснабжения ведется на основании технических условий на электроснабжение от энергоснабжающей организации; объектов внутреннего электроснабжения - на основании технологической потребности проектируемого объекта с учетом всех требований Правил устройства электроустановок, СНиП 3.05.05 и настоящих Правил.

7.2.4 Категорийность электроснабжения объектов МН устанавливается проектом, ПУЭ и ВНТП.

НПС, относящиеся по степени надежности электроснабжения к 1 категории, должны получать питание не менее, чем по двум одноцепным ВЛ независимо от их протяженности, а НПС, относящиеся ко второй категории - по одной двухцепной ВЛ.

Подстанции при НПС должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания.

7.2.5 При несоответствии схемы внешнего электроснабжения категорийности питания отдельных систем и устройств их аварийное электроснабжение должно осуществляться от автономной электростанции соответствующей мощности. Запуск электростанции должен осуществляться автоматически.

7.2.6 Проверка работоспособности автоматического запуска автономной электростанции и автоматической подачи напряжения потребителю должна проводиться два раза в год (осень, весна). Степень готовности автономной электростанции к запуску проверяется соответствующими техническими службами через 10 дней, о чем делается запись в журнале осмотра.

7.2.7 При отказах в системе электроснабжения руководитель объекта и лицо, ответственное за эксплуатацию электрохозяйства и обслуживающий персонал руководствуются в своих действиях Планом ликвидации аварии.

Отказы в схемах электроснабжения линейной части МН должны ликвидироваться немедленно, а на период ликвидации повреждения должно быть обеспечено электроснабжение потребителей 1 категории от автономного или другого источника электроснабжения.

Для электроприемников 2 категории при нарушении электроснабжения от одного из источников допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной ремонтной бригады.

На время ремонта (но не более 1 суток) допускается осуществлять питание электроприемников 2 категории по одной ВЛ или от одного трансформатора.

7.2.8 Руководитель объекта отвечает за обеспеченность электроустановок аварийным и эксплутационным запасом материалов и оборудования.

7.2.9 Расследование аварий и отказов в электроустановках проводится согласно Типовой инструкции по расследованию и учету нарушений в работе объектов энергетического хозяйства потребителей электрической и тепловой энергии.

**7.3 Взрывобезопасность**

7.3.1 В составе технической документации НПС должен быть план с указанием (обозначением) категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности, категорий наружных установок по пожарной опасности, классов взрывоопасных и пожароопасных зон помещений и наружных установок (приложение Д). План согласовывается и утверждается в установленном порядке. Зоны и помещения обозначаются надписями (аншлагами) на месте.

7.3.2 Запрещается эксплуатация и временное использование во взрывоопасных зонах электрооборудования, электропроводок, инструмента и приборов, не соответствующих требованиям ПУЭ и с нарушениями элементов взрывозащиты.

7.3.3 К обслуживанию и ремонту взрывозащищенного электрооборудования и электропроводок во взрывоопасных зонах допускается подготовленный электротехнический персонал, имеющий удостоверение на право обслуживания и ремонта оборудования данной категории.

7.3.4 К эксплуатации во взрывоопасных зонах допускается электрооборудование, изготовленное в соответствии с требованиями государственных стандартов на взрывозащищенное электрооборудование.

Уровень взрывозащиты электрооборудования должен соответствовать требованиям ПУЭ, а вид взрывозащиты- категории и группе взрывоопасных смесей. Электрооборудование, не имеющее знаков взрывозащиты, к установке и эксплуатации не допускается.

7.3.5 На импортное электрооборудование должен быть сертификат соответствия взрывозащиты, а также разрешение Госгортехнадзора России на его эксплуатацию.

7.3.6 На взрывозащищенное электрооборудование должен быть оформлен паспорт установленной формы.

7.3.7 Ремонт взрывозащищенного электрооборудования должен проводиться в соответствии с требованиями нормативных документов.

Электрические испытания во взрывоопасных зонах должны проводиться только приборами во взрывозащищенном исполнении, предназначенными для соответствующих взрывоопасных зон.

Допускается проводить испытания во взрывоопасных зонах приборами общего назначения при наличии наряда-допуска на выполнение огневых работ.

7.3.8 Взрывозащищенное электрооборудование и электропроводка во взрывоопасных зонах должны не реже одного раза в месяц подвергаться наружному осмотру лицом, ответственным за электрохозяйство объекта или назначенным лицом. Результаты осмотра заносятся в журнал (паспорт).

Электродвигатели, светильники и распределительные устройства должны регулярно (не реже одного раза в месяц) очищаться от пыли.

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

7.3.10 По окончании ремонта или устранения причины отказа взрывозащищенного электрооборудования объем выполненных работ и замеренные параметры взрывозащиты заносятся в паспорт эксплуатации данного оборудования.

**7.4 Молниезащита и защита от статического электричества**

7.4.1 Здания и сооружения МН, оборудование, аппараты, воздуховоды и внутриплощадочные коммуникации НПС (ЛПДС) должны быть защищены от прямых ударов молнии, ее вторичных проявлений и статического электричества согласно требованиям ПУЭ и действующим нормативным документам.

7.4.2 Приемка в эксплуатацию средств молниезащиты, защиты от статического электричества осуществляется согласно проекту в комплексе с основными сооружениями.

7.4.3 Контуры заземляющих устройств для электрооборудования и электроустановок, как правило, используются и для защиты от статического электричества.

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

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

7.4.5 Для защиты от статического электричества все сливо-наливные устройства, металлическое оборудование, предназначенное для транспортировки, хранения и отпуска нефтепродуктов, подлежат заземлению гибким заземляющим проводником сечением не менее 6 мм2 и должны представлять непрерывную электрическую цепь, которая в пределах взрывоопасной зоны должна быть присоединена к контуру заземления через каждые 200-300 метров, но не менее, чем в двух точках.

7.4.6 Проверка состояния устройств молниезащиты должна проводиться 1 раз в год перед началом грозового сезона, а также после каждой грозы, вызвавшей срабатывание устройств релейной защиты.

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

Осмотр и ремонт средств молниезащиты и защиты от статического электричества проводится одновременно с осмотром и ремонтом электроустановок.

7.4.7 Службы, осуществляющие эксплуатацию узлов подключения, должны контролировать их механическую прочность и нести ответственность за состояние:

- гибких заземляющих проводников и технологического оборудования (плавающих крыш, понтонов резервуаров, сливо-наливных устройств);

- перемычек на воздуховодах, трубопроводах газоуравнительных систем;

- заземляющих проводников к технологическому оборудованию, емкостям.

7.4.8 Заземляющие устройства и заземлители на технологических объектах с высокосернистой нефтью подвергаются осмотру со вскрытием их один раз в 4 года.

7.4.9 Для обеспечения электростатической безопасности скорость движения нефти по приемо-раздаточному патрубку при заполнении резервуаров (емкостей) не должна превышать максимально-допустимых значений, установленных документацией на технологическое оборудование (резервуары, емкости) в зависимости от электрофизических свойств нефти, диаметра и материала приемо-раздаточного патрубка.

В технологических картах на резервуары (емкости) должны быть приведены значения максимальных расходов, соответствующих максимально-допустимым скоростям их заполнения нефтью.

Контроль скорости заполнения резервуаров (емкостей) должен осуществляться операторами по уровням их взлива за определенное время.

7.4.10 При наливе нефти в железнодорожные цистерны, нефтеналивные суда максимальная скорость движения потока нефти в приемо-раздаточном патрубке не должна превышать 1,2 м/с.

7.4.11 Налив нефти в железнодорожные цистерны, нефтеналивные суда, другие емкости должен проводиться без разбрызгивания и распыления нефти.

7.4.12 При заполнении резервуара (емкости) после окончания строительства или после капитального ремонта скорость движения нефти в приемо-раздаточном патрубке не должна превышать 1,2 м/с до полного затопления струи, а в резервуарах с понтоном или плавающей крышей до их всплытия, независимо от диаметра патрубка и емкости резервуара.

**7.5 Техническая документация**

7.5.1 Документация по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту электроустановок согласно 1.4 и 2.2.7 должна включать:

- проектно-исполнительную;

- нормативную;

- оперативную.

7.5.2 Оперативная документация, хранящаяся на рабочем месте лица, ответственного за электрохозяйство, должна включать:

- приказ о назначении лица, ответственного за электрохозяйство;

- должностные инструкции;

- производственные инструкции ремонтному и дежурному персоналу;

- инструкцию о порядке ведения технической и оперативной документации;

- инструкцию по расследованию аварий и браков в работе электроустановок;

- журнал проверки знаний по ПЭЭП и ПТБ у электротехнического персонала;

- журнал проверки знаний по технике безопасности у персонала с группой 1 по электробезопасности;

- журнал учета защитных средств;

- протоколы испытания защитных средств;

- журнал инструктажей на рабочем месте по технике безопасности;

- журнал противоаварийных тренировок с дежурным персоналом;

- план-график ППР электрооборудования, воздушных и кабельных сетей;

- протоколы пуско-наладочных и периодических эксплуатационных испытаний электрооборудования, защит, кабельных и воздушных линий;

- учетно-контрольные карты на основное электрооборудование;

- акты раздела границ обслуживания с энергоснабжающей организацией и между службами;

- паспорта на взрывозащищенное электрооборудование;

- утвержденный перечень аварийного и эксплуатационного запаса электрооборудования и материалов;

- журнал обходов и осмотров кабельных и воздушных линий;

- журнал учета аварий и браков в работе электроустановок;

- инструкции по эксплуатации, ремонту и наладке электрооборудования.

7.5.3 Оперативная документация, находящаяся на рабочем месте дежурного персонала, должна включать:

- утвержденную оперативную диспетчерскую схему электроснабжения;

- оперативный журнал;

- журнал дефектов электрооборудования;

- журнал релейной защиты и автоматики;

- карты уставок релейной защиты и предохранителей;

- суточную ведомость показаний контрольно-измерительных приборов и электросчетчиков;

- журнал телефонограмм и распоряжений;

- бланки нарядов (чистые, действующие, закрытые);

- бланки переключений (чистые, использованные);

- инструкцию по производству оперативных переключений;

- инструкцию по ликвидации аварий на электроустановках;

- инструкцию о взаимоотношениях дежурного персонала с диспетчерским персоналом энергоснабжающей организации;

- список лиц, имеющих право единоличного осмотра электроустановки;

- список лиц, имеющих право подписи и подачи заявок на вывод в ремонт электроустановок;

- список диспетчеров энергоснабжающей организации и каналы связи с ними;

- список лиц, имеющих право вести оперативные переговоры с диспетчером энергоснабжающей организации;

- перечень работ, выполняемых оперативным персоналом в порядке текущей эксплуатации;

- перечень работ, выполняемых оперативным персоналом по распоряжению с записью в оперативном журнале;

- журнал эксплуатации аккумуляторных батарей;

- ведомость электрозащитных средств в электроустановке;

- ведомость первичных средств пожаротушения;

- инструкцию по тушению пожара в электроустановке.

7.5.4 Документация, указанная в 2.2.7, 7.5.2 должна храниться на рабочем месте ответственного за электрохозяйство. Документация, приведенная в 7.5.3, должна находиться на рабочем месте дежурного персонала (при его отсутствии - у лица, ответственного за электрохозяйство).

8 ЭЛЕКТРОХИМЗАЩИТА

8.1 Металлические сооружения МН (линейная часть, технологические внутриплощадочные трубопроводы, резервуары, силовые кабели, кабели связи) подлежат защите от коррозии под действием природных и технологических сред и от действия блуждающих токов.

8.2 В состав средств защиты металлических сооружений от коррозии и блуждающих токов входят:

- защитные покрытия (лакокрасочные материалы, нефтебитумные покрытия, полимерные пленки и материалы);

- устройства по созданию катодной поляризации на подземных металлических сооружениях с сопутствующими элементами (анодные заземления, соединительные провода и кабели, соединительные перемычки между параллельно проходящими трубопроводами, контрольно-измерительные колонки, электроды сравнения, блоки совместной защиты);

- дренажные станции (СДЗ), кабельные линии подключения к источнику блуждающих токов.

8.3 Для обеспечения эффективной и надежной работы средств электрохимической защиты в составе ОАО магистральных нефтепроводов организуется производственная служба ЭХЗ.

8.4 Структура, состав, оснащенность службы ЭХЗ, определяется положением, утвержденным руководителем ОАО МН.

8.5 Служба ЭХЗ организует свою работу в соответствии с графиком ППР, требованиями ГОСТ Р 51164, ГОСТ 9.602, ПЭЭП и Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей и Положения о службе ЭХЗ и настоящих Правил.

8.6 Квалификационная группа обслуживающего персонала должна соответствовать требованиям Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

8.7 Периодичность проверки работы средств ЭХЗ:

- два раза в год на установках, обеспеченных дистанционным контролем и на установках протекторной защиты;

- два раза в месяц на установках, не обеспеченных дистанционным контролем;

- четыре раза в месяц на установках, находящихся в зонах действия блуждающих токов и не обеспеченных дистанционным контролем.

8.8.При проверке работы установок ЭХЗ проводят измерение и фиксирование следующих показателей:

- напряжения и тока на выходе СКЗ, потенциала в точке дренажа;

- суммарного времени наработки СКЗ под нагрузкой и потребление активной энергии за прошедший период;

- среднечасового тока дренажа и защитного потенциала в точке дренажа в период минимальной и максимальной нагрузки источника блуждающих токов;

- потенциала и тока в точке дренажа протекторных установок.

Данные показатели фиксируются в журнале эксплуатации средств ЭХЗ.

8.9 Измерение защитных потенциалов на МН на всех контрольно-измерительных пунктах проводится два раза в год. При этом внеочередные измерения проводятся на участках, где произошло изменение:

- схем и режимов работы средств ЭХЗ;

- режимов работы источников блуждающих токов;

- схем прокладки подземных металлических сооружений (укладка новых, демонтаж старых).

8.10 Электрохимическая защита должна обеспечивать в течении всего срока эксплуатации непрерывную во времени катодную поляризацию трубопровода на всем протяжении не меньше минимального (минус 0,85 В) и не больше максимального (минус 3,5 В) защитных потенциалов (приложение Е).

8.11 Проектирование новых или реконструкция действующих на МН средств ЭХЗ должны проводиться с учетом условий прокладки (эксплуатации) трубопровода, данных о коррозионной активности грунтов, требуемого срока службы сооружения, технико-экономических расчетов, требований НД.

8.12 Приемка в эксплуатацию законченных строительством (ремонтом) средств ЭХЗ должна проводиться согласно требованиям, указанным в разделе 2 настоящих Правил.

8.13 Сроки включения средств электрохимической защиты с момента укладки участков подземного трубопровода в грунт должны быть минимальными и не превышать одного месяца (при ремонтах и регламентных работах не более 15 суток).

Дренажная защита должна включаться в работу одновременно с укладкой участка трубопровода в грунт, в зоне действия блуждающих токов.

8.14 Защиту металлических сооружений МН от действия агрессивных составляющих товарной нефти и подтоварной воды, защиту от внутренней коррозии осуществляет служба ЭХЗ ОАО МН.

8.15 Контроль за сохранностью на трассе средств ЭХЗ должна организовать и вести служба эксплуатации линейной части МН.

8.16 На действующих нефтепроводах вскрытие трубопровода, приварку катодных, дренажных выводов и КИП должна проводить служба эксплуатации нефтепровода.

8.17 При ремонте нефтепровода с заменой изоляции, восстановление узлов подключения средств ЭХЗ (КИП, перемычки, СКЗ, СДЗ) к трубопроводу должна выполнять организация, ведущая ремонт изоляции, в присутствии представителя службы ЭХЗ.

8.18 Заключение о необходимости усиления (ремонта) средств ЭХЗ до полной замены (ремонта) изоляции трубопровода на основании электрометрических измерений, визуального осмотра состояния трубопровода и изоляции в наиболее опасных местах выдается службой ЭХЗ (при необходимости привлекаются представители научно-исследовательских организаций).

8.19 После укладки и засыпки законченных строительством или ремонтом участков трубопровода МН служба ЭХЗ должна провести определение сплошности изоляционного покрытия.

При обнаружении искателями повреждения дефектов в покрытии – участки с дефектами должны быть вскрыты, изоляция отремонтирована.

8.20 Для контроля за состоянием защитного покрытия и работой средств ЭХЗ каждый магистральный трубопровод должен быть оснащен контрольно-измерительными пунктами:

- на каждом километре нефтепровода;

- не реже 500 м при прохождении нефтепровода в зоне действия блуждающих токов или наличия грунтов с высокой коррозионной активностью;

- на расстоянии 3-х диаметров трубопровода от точек дренажа установок ЭХЗ и от электрических перемычек;

- у водных и транспортных переходов с обеих сторон границы перехода;

- у задвижек;

- у пересечений с другими металлическими подземными сооружениями;

- в зоне культурных и орошаемых земель (арыки, каналы, искусственные образования).

При многониточной системе трубопроводов КИП должны установить на каждом трубопроводе на одном поперечнике.

8.21 На вновь построенных и реконструируемых МН должны быть установлены электроды для контроля за уровнем поляризационного потенциала и для определения скорости коррозии без защиты.

8.22 Комплексное обследование МН с целью определения состояния противокоррозионной защиты должно проводиться на участках высокой коррозионной опасности не реже одного раза в 5 лет, а на остальных участках – не реже одного раза в 10 лет в соответствии с нормативными документами.

8.23 При комплексном обследовании противокоррозионной защиты трубопроводов должно быть определено состояние изоляционного покрытия (сопротивление изоляции, места нарушения ее сплошности, изменение ее физико-механических свойств за время эксплуатации), степень электрохимической защиты (наличие защитного потенциала на всей поверхности трубопровода) и коррозионное состояние (по результатам электрометрии, шурфовки).

8.24 По всем МН на коррозионно-опасных участках трубопроводов и на участках, имеющих минимальные значения защитных потенциалов дополнительные измерения защитных потенциалов должны проводиться с помощью выносного электрода сравнения, в том числе с использованием метода отключения, непрерывно или с шагом не более 10 м не менее одного раза в 3 года, в период максимального увлажнения грунта, а также дополнительно в случаях изменения режимов работы установок катодной защиты и при изменениях, связанных с развитием системы электрохимической защиты, источников блуждающих токов и сети подземных трубопроводов с целью оценки степени катодной защищенности и состояния изоляции трубопровода.

8.25 Противокоррозионное обследование должно проводиться производственными лабораториями ЭХЗ при ОАО МН или силами специализированных организаций, имеющих лицензии Госгортехнадзора на проведение данных работ.

8.26 Все обнаруженные при обследовании повреждения защитного покрытия должны быть точно привязаны к трассе нефтепровода, учтены в эксплуатационной документации и устранены в запланированные сроки.

8.27 Электрохимическая защита кожухов трубопроводов под авто- и железными дорогами выполняется самостоятельными защитными установками (протекторами). В процессе эксплуатации трубопровода следует проводить контроль наличия электрического контакта между кожухом и трубопроводом. При наличии электрического контакта его необходимо устранить.

8.28 Порядок организации и проведения работ по техническому обслуживанию и ремонту средств ЭХЗ определяется нормативно-технической документацией, составляющей документальную основу технического обслуживания и ремонта установок ЭХЗ.

Работы по техническому обслуживанию и текущему ремонту средств ЭХЗ должны быть организованы и проведены по эксплуатационной документации.

Работы по капитальному ремонту средств ЭХЗ должны быть организованы и проведены по ремонтной и технической документации.

8.29 Техническое обслуживание средств ЭХЗ в эксплуатационных условиях должно заключаться:

- в периодическом техническом осмотре всех доступных для внешнего наблюдения конструктивных элементов средств ЭХЗ;

- в снятии показаний приборов и регулировке потенциалов;

- в своевременном регулировании и устранении мелких неисправностей.

8.30 Капитальный ремонт - ремонт, осуществляемый в процессе эксплуатации для гарантированного обеспечения работоспособности средств ЭХЗ до следующего планового ремонта и состоящий в устранении неисправности и полном или близким к полному восстановлению технического ресурса средств ЭХЗ в целом, с заменой или восстановлением любых его составных частей их наладкой и регулировкой. В объем капитального ремонта должны входить работы, предусмотренные текущим ремонтом.

8.31 Сетевые катодные станции и дренажные установки должны капитально ремонтироваться в стационарных условиях, а на трассе должны производить замену вышедших из строя установок. Для этого в ОАО МН должен быть обменный фонд установок.

8.32 Анодные и защитные заземления, протекторные и дренажные установки, а также ЛЭП должны ремонтироваться бригадами ЭХЗ в трассовых условиях.

8.33 Результаты всех планово-предупредительных ремонтов должны заноситься в соответствующие журналы и паспорта установок ЭХЗ.

8.34 Нормы планово-предупредительного технического обслуживания и ремонта средств ЭХЗ приведены в приложении Ж.

8.35 Резервный фонд основных устройств служб ЭХЗ ОАО МН, выполняющих плановые мероприятия технической эксплуатации (в том числе капитальный ремонт) устройств ЭХЗ должен быть следующим:

- станции катодной защиты - 10 % от общего количества СКЗ на обслуживаемом участке, но не менее пяти;

- протекторы различных типов для протекторных установок - 10 % от общего количества протекторов, имеющихся на трассе, но не менее 50;

- электродренажные установки различных типов - 20 % от общего количества дренажных установок на обслуживаемом участке, но не менее двух;

- электроды различных типов для анодного заземления станций катодной защиты - 10 % от общего количества электродов анодных заземлений, имеющихся на участке, но не менее 50;

- блоки совместной защиты - 10 % от общего количества блоков, имеющихся на участке, но не менее пяти.

8.36 В состав технической документации службы ЭХЗ должны входить:

- проект ЭХЗ по магистральному нефтепроводу;

- протоколы измерений и испытаний изоляции;

- план работы службы ЭХЗ;

- графики ППР и ТО;

- журнал эксплуатации средств ЭХЗ;

- журнал учета отказов ЭХЗ;

- журнал распоряжений;

- полевые журналы эксплуатации СКЗ и СДЗ;

- годовые графики измерений потенциалов по трубопроводам;

- дефектные ведомости на оборудование ЭХЗ;

- исполнительные чертежи на анодные заземления и схемы их обвязки;

- заводские инструкции на средства ЭХЗ;

- Положение о службе ЭХЗ;

- должностные и производственные инструкции;

- инструкции по ТБ.

Документация по контролю состояния ЭХЗ и защитного покрытия подлежит хранению в течении всего периода эксплуатации МН.

**9 ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА И УСТРОЙСТВА, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ**

9.1 К техническим средствам и устройствам, обеспечивающим определение количества и показателей качества нефти, относятся:

- автоматизированные системы измерений количества и качества нефти (АСИКН);

- резервуарные емкости;

- средства измерений и вспомогательное оборудование для определения высоты взлива нефти в резервуарной емкости, железнодорожных и автомобильных цистернах, танках судов (измерительные рулетки с лотом, метрштоки, ручные пробоотборники и др.);

- анализаторы качества нефти (на потоке и в химлабораториях);

- реактивы для определения показателей качества нефти;

- эталонное, поверочное и испытательное оборудование;

- нефтепроводы (включая магистральные и технологические, ответвления от них, лупинги и нитки переходов через естественные и искусственные преграды);

- стационарные уровнемеры для дистанционного контроля взливов нефти в резервуарной емкости.

9.2 Технические средства и устройства, обеспечивающие определение количества и показателей качества нефти, должны находиться в исправном состоянии и быть укомплектованы оборудованием в соответствии с утвержденными нормативами.

АСИКН, анализаторы качества нефти, измерительные рулетки с лотом, метрштоки, эталонное и поверочное оборудование должны иметь непросроченные свидетельства о поверке или оттиски поверительных клейм.

Испытательное оборудование должно быть аттестовано в установленном порядке.

Соответствующая документация должна находиться в пунктах приема-сдачи нефти, либо в ОАО МН, их филиалах и подразделениях.

Резервуарные емкости должны иметь градуировочные таблицы, утвержденные органами государственной метрологической службы.

Нефтепроводы и резервуарная емкость должны подвергаться периодической зачистке и гидравлическим испытаниям в соответствии с действующей нормативно-технической документацией.

Технологическая обвязка и запорная арматура нефтепроводов, резервуаров и АСИКН не должны допускать неконтролируемых перепусков и утечек нефти.

9.3 Аналитические лаборатории должны быть аккредитованы в установленном Госстандартом России порядке, персонал лабораторий должен быть аттестован.

9.4 На каждом пункте приема-сдачи нефти должна быть инструкция по эксплуатации АСИКН, утвержденная в установленном порядке и согласованная с органом Государственной метрологической службы и с принимающей или сдающей стороной.

9.5 Определение количества и показателей качества нефти должно производиться по аттестованным в установленном порядке методикам выполнения измерений.

***Порядок приема и сдачи нефти***

9.6 Нефть, принимаемая к транспортированию, должна соответствовать ГОСТ 9965, ТУ 39-1623-93.

9.7 Прием нефти к транспортировке ОАО МН осуществляется при наличии заявки производителя (грузоотправителя) с распределением всего объема по грузополучателям.

9.8 Сдача нефти грузополучателям ОАО МН осуществляется в следующем порядке:

- при транспортировке нефти на нефтеперерабатывающие предприятия, входящие в соответствующую Компанию, - ежедекадно из расчета 1/3 месячного объема, предусмотренного в заявке;

- при транспортировке нефти на нефтеперерабатывающие предприятия, не входящие в соответствующую Компанию, и за пределы таможенной территории РФ - в соответствии с маршрутными поручениями, оформленными производителем (грузоотправителем) на ближайшие 10 дней.

**10 МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОИЗВОДСТВА**

**10.1 Организация метрологического обеспечения трубопроводного транспорта нефти**

10.1.1 Метрологическое обеспечение производства должно устанавливать научные и организационные основы, технические средства, правила и нормы, необходимые для достижения единства и требуемой точности измерений.

Основными целями метрологического обеспечения трубопроводного транспорта нефти являются:

- обеспечение достоверности учета нефти;

- повышение эффективности управления производством;

- повышение уровня автоматизации производственных процессов;

- повышение эффективности мероприятия по охране окружающей среды.

10.1.2 Деятельность метрологической службы Компании определяется Законом РФ Об обеспечении единства измерений. Структура, функции и права метрологической службы приведены в Положении о метрологической службе.

10.1.3 К основным задачам метрологической службы Компании относятся:

- обеспечение единства и требуемой точности измерений, повышение уровня и развитие измерительной техники в ОАО МН;

- организация работ по метрологическому обеспечению трубопроводного транспорта нефти;

- внедрение в ОАО МН нормативных документов Государственной системы обеспечения единства измерений;

- внедрение современных методов и средств измерений, автоматизированных систем измерений количества и качества нефти, эталонов, применяемых для поверки и калибровки средств измерений;

- осуществление метрологического контроля путем поверки и калибровки средств измерений, проверки своевременности представления средств измерений на испытания для целей утверждения типа, а также на поверку;

- метрологический надзор за состоянием и применением средств измерений, аттестованными методиками выполнения измерений, применяемыми эталонами единиц величин, соблюдением метрологических норм, правил и нормативных документов по обеспечению единства измерений;

- организация и проведение метрологической экспертизы нормативных документов, разрабатываемых Компанией и ОАО МН;

- подготовка заявок, предложений (контрактов) на закупку отечественных и импортных средств и систем измерений, а также технологического оборудования, в состав которого входят средства измерений;

- подготовка предложений в план НИОКР Компании по разработке средств и систем измерений количества и качества нефти, разработке нормативной документации в области метрологического обеспечения трубопроводного транспорта нефти;

- организация работ по повышению эффективности метрологического обеспечения мероприятий по охране труда и охране окружающей среды;

- осуществление взаимодействия с метрологическими службами в системе Минэнерго России, главными научными метрологическими центрами Госстандарта России, органами Государственной метрологической службы по вопросам обеспечения единства измерений, участие в работах по международному сотрудничеству.

**10.2 Испытания для целей утверждения типа, поверка, калибровка средств измерений**

10.2.1 В соответствии с действующей нормативной документацией все средства измерений, применяемые при трубопроводном транспорте нефти, должны иметь сертификаты утверждения типа и должны быть занесены в Государственный реестр средств измерений, допущенных к применению в Российской Федерации.

10.2.2 Средства измерений, применяемые в сферах государственного метрологического контроля и надзора, подлежат поверке, остальные - калибровке.

Перечень применяемых на объектах Компании средств измерений, подлежащих поверке, утверждается Госстандартом России.

Поверка осуществляется представителями органов Государственной метрологической службы или юридическими лицами, аккредитованными на право проведения поверки метрологических служб, в соответствии с установленными нормами и правилами и в строгом соответствии со стандартизованными методиками поверки.

Периодичность поверки устанавливается Госстандартом России и указывается в описаниях типа зарегистрированных в Государственном реестре средств измерений.

Калибровку средств измерений в установленном порядке проводят метрологические службы ОАО МН, аккредитованные Госстандартом России на право калибровки.

10.2.3 Все измерения в области метрологического обеспечения трубопроводного транспорта нефти должны производиться в соответствии с аттестованными методиками выполнения измерений.

Нормы точности измерений должны соответствовать нормам, установленным в действующей нормативной документации.

11 ЕДИНАЯ АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПРОЦЕССОМ ТРАНСПОРТА НЕФТИ

**11.1 Общие положения**

11.1.1 ЕАСУ представляет совокупность программно-аппаратных средств, обеспечивающих организацию безопасной транспортировки нефти по системе магистральных нефтепроводов, плановое распределение грузопотоков, а также ведение финансово-хозяйственной деятельности Компании.

11.1.2 Система ЕАСУ имеет в своем составе следующие основные функциональные подсистемы:

- контроля исполнения договоров на оказание транспортных услуг по поставкам нефти (АСКИД);

- диспетчерского контроля и управления транспортом нефти по магистральным нефтепроводам (СДКУ);

- управления техническим обслуживанием и ремонтом объектов и сооружений магистральных нефтепроводов (СКУТОР).

11.1.3 Автоматизированная система контроля исполнения договоров на оказание транспортных услуг по поставкам нефти должна выполнять следующие функциональные задачи:

- учет формирования договоров на оказание транспортных услуг;

- ведение справочника маршрутов транспорта нефти, транспортных потерь и тарифов на транспортные услуги;

- контроль объемов перекачки нефти;

- формирование балансов транспорта нефти;

- сбор и обработку данных по банку качества нефти;

- контроль прохождения платежей через единый расчетный центр.

11.1.4 Автоматизированная система диспетчерского контроля и управления транспортом нефти по магистральным нефтепроводам должна выполнять следующие функциональные задачи:

- отображение технологической информации;

- сбор, регистрацию и формирование событий и аварий, в т.ч. пожароопасных ситуаций и пожаров;

- контроль утечек на нефтепроводе;

- передача команд управления на средства автоматики и телемеханики;

- оперативный учет нефти;

- оперативный расчет режимов работы нефтепроводов;

- учетно-расчетные операции и ведение отчетов;

- оперативно-справочные задачи.

11.1.5 Автоматизированная система управления техническим обслуживанием и ремонтом объектов и сооружений магистральных нефтепроводов решает следующие функциональные задачи:

- обнаружение и классификация дефектов и прогноз их развития, прогноз показателей надежности, безопасности и безаварийности;

- создание баз данных для определения фактического состояния, остаточного ресурса и планирования текущего, среднего и капитального ремонта: линейной части; средств ЭХЗ и изоляционных покрытий; резервуаров, насосно-силового и электротехнического оборудования НПС;

- расчет безопасных технологических режимов перекачки и пропускной способности нефтепроводов;

- анализ и прогноз аварийных ситуаций, в .т.ч. пожароопасных ситуаций и пожаров;

- планирование, контроль и учет диагностических и инспекционных обследований;

- планирование развития и реконструкции.

11.1.6 На уровне филиалов ОАО МН обеспечивается ведение баз данных системы, оформление отчетных документов и хранение их в электронном виде.

На уровне ОАО МН должны осуществляться обработка и систематизация данных уровня филиалов (нижнего уровня) для формирования отчетных документов ОАО МН и обеспечиваться доступ к данным системы нижнего уровня.

На уровне Компании должна осуществляться обработка и систематизация данных уровня ОАО МН для формирования банка данных.

11.1.7 Локальные вычислительные сети включают серверное и коммутационное оборудование, средства связи, системы энергоснабжения (в т.ч. источники бесперебойного питания), устройства копирования, программные средства и персональные ЭВМ (ПЭВМ), установленные на каждом уровне управления.

11.1.8 Каналы связи вычислительной сети должны обеспечивать передачу информации со скоростью:

- между ОАО МН и филиалами - не менее 64 Кбит/с;

- между Компанией и ОАО МН - не менее 128 Кбит/с.

**11.2 Автоматизация и телемеханизация магистральных нефтепроводов**

11.2.1 Средства автоматизации НПС должны обеспечивать:

- централизованный контроль и управление технологическим процессом (в нормальном и аварийном режимах) из операторной, МДП или РДП;

- автоматическую защиту и управление насосной, вспомогательными системами, пожаротушением.

11.2.2 Все насосные станции должны быть оснащены общестанционными и агрегатными защитами.

11.2.3 Агрегатные защиты должны отключать насосный агрегат по параметрам:

- минимальное давление масла;

- максимальная температура подшипников агрегата и корпуса насоса;

- повышенная утечка нефти через уплотнения;

- минимальное избыточное давление в корпусе электродвигателя;

- максимальная вибрация;

- максимальная нагрузка на электродвигатель;

- при выходе из строя цепей управления и защит электродвигателя.

11.2.4 Общестанционные защиты должны останавливать НПС по параметрам:

- минимальное давление на приеме НПС или насосных агрегатов;

- максимальное давление в коллекторе НПС (до регулятора давления);

- максимальное давление на выходе НПС (после регулятора давления);

- максимальный перепад на регуляторе давления;

- минимальное давление в системе маслоснабжения;

- при затоплении;

- при достижении аварийного уровня нефти в резервуаре-сборнике утечек;

- при пожаре;

- при превышении допустимого уровня загазованности.

11.2.5 Срабатывание предупредительных и аварийных защит должно сопровождаться звуковой и световой сигнализацией в операторной и МДП.

11.2.6 Защиты по пожару, аварийной загазованности, затоплению наряду с отключением магистральных агрегатов должны закрывать задвижки подключения НПС к магистрали. В помещении, где возник пожар, должны быть отключены все системы вентиляции. Согласно СНиП 2.04.05 при срабатывании газосигнализаторов в помещении должна автоматически включаться аварийная вентиляция.

11.2.7 При срабатывании защит по минимальному давлению на приеме и максимальному давлению на выходе НПС и в коллекторе должен отключаться первый из работающих агрегатов по потоку нефти.

11.2.8 Параметры технологического режима работы НПС должны регистрироваться в соответствующих картах и журналах. Корректировка режимов и уставок технологических защит проводится при изменении условий эксплуатации, замене или модернизации оборудования.

11.2.9 Комплексная проверка технологических защит НПС должна проводиться ежеквартально с оформлением соответствующих протоколов.

11.2.10 Утвержденные карты уставок технологических защит НПС должны находиться у оперативного персонала и диспетчера ОАО МН и его филиалов.

11.2.11 При отказе автоматики НПС должна отключаться дистанционно дежурным персоналом аварийной кнопкой “Стоп”, установленной в доступном и безопасном месте на расстоянии не ближе 6 м от здания насосной.

11.2.12 Средства телемеханизации предназначены для обеспечения дистанционного управления технологическим оборудованием НПС и линейной части МН.

11.2.13 При отсутствии системы телемеханики или ее отказе все изменения технологического процесса перекачки нефти должны незамедлительно передаваться диспетчеру РДП или ТДП оператором МДП (НПС) средствами технологической связи.

11.2.14 При всех нарушениях в работе систем телемеханизации диспетчер РДП должен переводить средства автоматики на местное управление, ставить в известность службу, осуществляющую их ремонт.

11.2.15 Приемка средств автоматизации и телемеханизации в эксплуатацию осуществляется в соответствии с требованиями, изложенными в Главе 2 настоящих Правил.

11.2.16 Для эксплуатации средств автоматизации и телемеханизации на всех уровнях управления создаются подразделения (службы), организационная структура и состав которых должны определяться нормативной документацией по созданию и развитию ЕАСУ.

11.2.17 Для обеспечения работоспособности средств автоматизации и телемеханизации в ОАО МН и его филиалах работники подразделений (служб) должны обеспечивать:

- технический надзор за эксплуатацией, выбором и применением измерительных приборов и вычислительной техники, находящихся в ведении подразделений ОАО МН и его филиалов;

- контроль правильности установки (монтажа) средств автоматизации, телемеханизации, вычислительной техники и контрольно-измерительных приборов;

- расследование причин отказов, повреждений и разработку мероприятий по повышению надежности средств автоматизации и телемеханизации;

- внедрение новых образцов;

- ведение технической документации.

11.2.18 Работники подразделений (служб), занимающиеся эксплуатацией средств автоматизации и телемеханизации, должны руководствоваться:

- Правилами эксплуатации электроустановок потребителем;

- Правилами устройства электроустановок;

- Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей;

- Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности (РД 08-200-98);

- ПР 50.2.006-94. ГСИ. Порядок средств измерений. Организация и порядок проведения. ВНИИМС Госстандарта РФ, 1994.;

- ПР 50.2.016-94. ГСИ Требования к выполнению калибровочных работ;

- нормативной документацией по автоматизации и телемеханизации магистральных нефтепроводов, по техническому обслуживанию и ремонту средств автоматики, телемеханики и КИП на магистральных нефтепроводах и настоящими Правилами.

11.2.19 Эксплуатация средств автоматизации, телемеханизации и контрольно-измерительных приборов должна включать в себя техническое обслуживание, ремонт средств и ведение технической документации.

11.2.20 Техническое обслуживание средств автоматизации, телемеханизации и контрольно-измерительных приборов включает периодический контроль исправности средств и устранение выявленных неисправностей, регулярные технические осмотры и проверки технических средств и документальное оформление выполненных работ.

11.2.21 Техническое обслуживание средств автоматизации, телемеханизации и контрольно-измерительных приборов должно проводиться в соответствии с:

- техническим описанием;

- инструкцией по эксплуатации;

- инструкцией по техническому обслуживанию;

- паспортом;

- нормативной документацией.

11.2.22 Оснащенность сервисными приборами, инструментами, оснасткой должна быть достаточной для проведения технического обслуживания и ремонта средств автоматизации, телемеханизации и контрольно-измерительных приборов.

11.2.23 Техническое обслуживание средств автоматизации, телемеханизации и контрольно-измерительных приборов должно проводиться согласно графику.

11.2.24 При эксплуатации взрывозащищенной аппаратуры автоматики и КИП должны выполняться требования, предусмотренные ГОСТ 22782.0, Правилами устройства электроустановок, Правилами эксплуатации электроустановок потребителей.

Аппаратура должна подвергаться наружному осмотру не реже одного раза в квартал.

Запрещается эксплуатация аппаратуры, не имеющей маркировки по взрывозащите.

11.2.25 Ведение технической документации по эксплуатации средств автоматизации и телемеханизации должно проводиться по единым образцам, предусмотренным нормативными документами.

11.2.26 Техническое обслуживание средств станционной и линейной телемеханики должно проводиться, как правило, выездными бригадами подразделений (служб), работники которых обязаны:

- контролировать и анализировать техническое состояние и работу средств по записям дежурных диспетчеров о повреждениях (неисправностях);

- принимать меры для выявления неисправностей и их устранения;

- ежеквартально проводить проверку работоспособности линейных телемеханизированных задвижек из РДП.

11.2.27 Разграничение функций между службой ЕАСУ и другими техническими службами устанавливается руководством ОАО МН.

**11.3 Производственно-технологическая связь**

11.3.1 Ведомственная производственно-технологическая сеть связи магистральных нефтепроводов состоит из линейных и станционных сооружений.

К линейным сооружениям относятся магистральные, зоновые и местные кабельные, воздушные, радиорелейные линии связи.

К станционным сооружениям относятся узлы связи, радиорелейные станции, наземные станции спутниковой связи с антенно-фидерными системами.

11.3.2 Линии производственно-технологической связи входят в состав линейных сооружений нефтепровода, служат для централизованного управления и являются технической базой для ЕАСУ.

11.3.3 Энергоснабжение узлов связи и радиорелейных станций должно осуществляться как потребителей I категории. Для отдельных узлов связи, не отвечающих этому требованию, впредь до переустройства допускается электропитание как потребителей II категории.

11.3.4 Для осуществления местной связи на территории НПС, ПНБ, ССН, ППН строится комплексная кабельная телефонная сеть.

11.3.5 Для внутрипроизводственных нужд на НПС, ПНБ могут быть установлены диспетчерские и служебного назначения громкоговорящие установки.

11.3.6 Телефонные станции местной связи должны быть связаны соединительными линиями с пунктами приема и сдачи нефти и с ближайшими узлами связи.

11.3.7 Техническую эксплуатацию ведомственной производственно-технологической сети связи магистральных нефтепроводов осуществляет специализированное предприятие связи, как оператор сети электросвязи, имеющий право на предоставление услуг связи на основании лицензии , выданной Министерством связи РФ в установленном порядке, в соответствии с Федеральным Законом О связи*.*

11.3.8 Организация и порядок технической эксплуатации ведомственной производственно-технологической сети связи магистральных нефтепроводов, имеющей выход на сеть связи общего пользования, осуществляется в соответствии с правилами технической эксплуатации первичных сетей взаимоувязанной сети связи Российской Федерации.

11.3.9 Специализированное предприятие связи обеспечивает ОАО МН технологической и оперативно-производственной связью.

11.3.10 Технологические виды связи:

- диспетчерская телефонная связь центрального диспетчерского пункта Компании с территориальными диспетчерскими пунктами ОАО МН;

- диспетчерская телефонная связь между ТДП ОАО МН и районными диспетчерскими пунктами филиалов ОАО МН и НПС;

- диспетчерская телефонная связь РДП филиалов ОАО МН с операторами НПС, наливными станциями, нефтебазами, приемно-сдаточными пунктами, ремонтно-восстановительными и эксплуатационными службами МН, камерами пуска и приема очистных устройств, пунктами контроля и управления (ПКУ) узлами задвижек на линейной части нефтепроводов, линейными ремонтерами (обходчиками), специальными транспортными средствами, а также с головными сооружениями промыслов и смежными РУМН;

- диспетчерская селекторная связь РДП филиалов ОАО МН с операторами НПС, наливных станций, нефтебаз, ПСП;

- селекторная связь для совещаний Компании с ОАО МН;

- селекторная связь для совещаний ОАО МН с филиалами;

- селекторная связь для совещаний филиалов ОАО МН с НПС;

- каналы связи линейной телемеханики;

- каналы связи станционной телемеханики;

радиотелефонная УKB связь.

11.3.11 Оперативно-производственная связь:

- оперативно-производственная телефонная и факсимильная (документальная) связь (междугородная);

- оперативно-производственная телефонная и факсимильная связь (местная);

- доступ к информационным ресурсам;

- каналы связи вычислительной сети ЕАСУ;

- радиотелефонная связь с подвижными объектами (связь с ремонтным персоналом на трассе).

11.3.12 Объем и качество технологической и оперативно–производственной связи, предоставляемой по договорам операторам ведомственной связи, определяется ОАО МН.

11.3.13 Диспетчерская связь и каналы для телемеханики должны действовать круглосуточно. В случае повреждения предусматривается резервирование путем предоставления обходных путей или замен за счет использования всех возможностей сети связи, включая использование каналов связи других операторов связи.

11.3.14 Каналы связи , предоставляемые для технологической и оперативно-производственной связи, должны удовлетворять Нормам на электрические параметры каналов тональной частоты магистральной и внутризоновых первичных сетей, Нормам на электрические параметры цифровых каналов и трактов магистральной и внутризоновых первичных сетей.

11.3.15 Радиотелефонная связь, организованная на базе УКВ радиостанций, должна обеспечивать устойчивую двухстороннюю связь с обслуживающим персоналом, находящимся на трассе МН.

11.3.16 Производственная связь с паролем “Оперативно” или “Аварийно” предоставляется вне очереди в следующих случаях:

- при аварийной ситуации;

- при оперативных переключениях.

Организация связи на период ликвидации аварий и их последствий на объектах МН осуществляется в соответствии с инструкциями по организации связи на период ликвидации аварий, повреждений и их последствий на объектах магистральных нефтепроводов.

Организация связи при проведении ремонтных работ на объектах МН должна осуществляться в соответствии с положениями о совместных действиях по организации связи при производстве работ на объектах ОАО МН.

Перечень сведений, разрешенных к открытой передаче по радиотелефонной связи на предприятиях транспорта нефти, определяется Компанией.

**12 ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙ НА ОБЪЕКТАХ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ**

**12.1 Классификация аварий и отказов**

12.1.1 Авария на объекте магистрального нефтепровода – внезапный вылив или истечение нефти в результате полного или частичного разрушения нефтепровода, его элементов, резервуаров, оборудования и устройств, сопровождаемых одним или несколькими из следующих событий:

- воспламенение нефти или взрыв ее паров;

- загрязнение любого водотока, реки, озера, водохранилища или любого водоема сверх пределов, установленных стандартом на качество воды, вызвавшее изменение окраски поверхности воды или берегов, или приведшее к образованию эмульсии, находящейся ниже уровня воды, или к выпадению отложений на дно или берега;

- объем утечки составил 10 м3 и более.

12.1.2 Отказ или повреждение (инцидент) сооружений, оборудования или технических устройств на объектах МН - отклонения от режима технологического процесса, нарушение законодательных и правовых актов РФ и нормативных документов, устанавливающих правила ведения работ на объектах МН, в т.ч. сопровождаемые утечками нефти объемом менее 10 м3 без воспламенения нефти или взрыва её паров, без загрязнения водотоков.

**12.2 Организация работ по ликвидации аварий**

12.2.1 Ликвидация аварий и последствий стихийных бедствий на объектах МН должны выполняться силами АВС с привлечением, в необходимых случаях, сил и средств местных органов власти, штабов ГО, МЧС и МВД в зависимости от тяжести (категории) аварии и возможных ее последствий.

12.2.2 Аварийно-восстановительная служба включает:

- аварийно-восстановительные пункты (АВП), создаваемые на ЛПДС (НПС) или нефтебазах;

- специализированные управления по предотвращению и ликвидации аварий (СУПЛАВ), а также аварийно-восстановительные поезда.

Структура и система организации аварийно-восстановительных служб на объектах МН, вид подразделений и место их расположения устанавливаются ОАО МН в зависимости от:

- диаметра и количества параллельно проложенных ниток;

- наличия переходов через искусственные и естественные препятствия;

- географического положения объектов МН и схемы грузопотоков (технологический фактор);

- расположения и наличия автомобильных, железнодорожных и водных путей сообщения и других параметров.

12.2.3 Для проведения аварийно-восстановительного ремонта и технического обслуживания участок трассы магистрального нефтепровода, база приема и отгрузки или ЛДПС (НПС) должны быть закреплены за АВС приказами ОАО МН или филиала ОАО МН.

Протяженность участка трассы, закрепляемого за каждым АВП, определяется в зависимости от диаметра и количества ниток трубопроводов, природно-климатических и местных условий и должна составлять не более 250 км.

12.2.4 Аварийно-восстановительные службы должны выполнять следующие функции:

- проводить плановые работы по графику на своем участке с целью предотвращения аварий;

- оперативно ликвидировать аварии и их последствия;

- содержать в постоянной готовности все технические средства;

- повышать уровень профессиональной подготовки ремонтного персонала путем обучения, тренировок, учений;

- содержать все объекты линейной части в состоянии, отвечающем требованиям настоящих Правил, Правил охраны магистральных трубопроводов;

- осуществлять контроль за состоянием трассы на своем участке;

- своевременно пополнять аварийный запас труб, запчастей, горюче-смазочных материалов;

- комплектовать свои службы технической документацией на обслуживаемый участок, должностными и производственными инструкциями, нормами и правилами согласно установленному перечню.

12.2.5 Подразделения АВС должны быть укомплектованы штатом и обслуживающим персоналом с учетом объема выполняемых работ.

12.2.6 Аварийно-восстановительные пункты должны быть оснащены в соответствии с Табелем технического оснащения аварийно - восстановительных пунктов магистральных нефтепроводов, разработанным и утвержденным в установленном порядке.

Запрещается использование персонала и технических средств, закрепленных за АВС, для работ, не связанных с техническим обслуживанием и ремонтом МН.

12.2.7 При возникновении аварии на линейной части, НПС, нефтебазе, базе смешения каждая АВС действует в соответствии с планом ликвидации возможных аварий и планом тушения пожаров, разработанных для закрепленных за АВС объектов МН, с уточнением планов в зависимости от тяжести и возможных последствий аварии.

12.2.8 Руководством ОАО МН или его филиала при возникновении аварий создается штаб, который осуществляет руководство работами по ликвидации аварии. Персональный состав штаба утверждается приказом.

12.2.9 Основными функциональными обязанностями штаба являются:

- осуществление руководства по ликвидации аварии в соответствии с планом ликвидации аварий (ПЛА);

- привлечение дополнительных сил и средств МЧС, ГПС, МВД, ФСБ, местных служб жизнеобеспечения в зависимости от тяжести (категории) аварии и возможных ее последствий и организация их взаимодействия при ликвидации аварии;

- обеспечение пожарной, промышленной, экологической безопасности и охраны труда при выполнении аварийно-восстановительных работ.

12.2.10 Руководство работами по ликвидации инцидента должен осуществлять начальник или технический руководитель структурного подразделения филиала ОАО МН.

Работы по ликвидации аварии должно возглавлять руководство ОАО МН или его филиала.

Ликвидацию аварий с тяжелыми последствиями, аварий на речных переходах, аварий вблизи населенных пунктов с пожарами, аварий на НПС и нефтебазах со взрывами и пожарами должно возглавлять руководство ОАО МН.

12.2.11 С целью повышения оперативности, профессиональных навыков у персонала, отработки технологии аварийно-восстановительных работ в каждом подразделении АВС совместно со службой связи должны проводиться учения и учебно-тренировочные занятия (УТЗ).

Учения и УТЗ должны проводиться по специально разработанной программе, утвержденной техническим руководителем ОАО МН и его филиалов.

12.2.12 Учебно-тренировочные занятия должны производиться с периодичностью:

- в АВП - не реже одного раза в квартал;

- в СУПЛАВ -не реже одного раза в полугодие.

Учения должны проводиться:

- в филиалах ОАО МН - не реже одного раза в год;

- в ОАО МН - не реже одного раза в 3 года.

Ликвидация аварий и плановые работы по врезкам могут засчитываться как УТЗ.

УТЗ регистрируется в специальном журнале.

12.2.13 В ОАО МН, его филиалах и структурных подразделениях, эксплуатирующих объекты МН, должен вестись и постоянно храниться журнал учета аварий и инцидентов установленной формы.

12.2.14 Все аварии и инциденты на магистральных нефтепроводах подлежат расследованию.

12.2.15 Техническое расследование причин аварии с травматизмом или со смертельным исходом и взрывом паров нефти, приведшим к тяжелым последствиям, проводится специальной комиссией, возглавляемой представителем Федерального государственного органа надзора или его территориального органа, специально уполномоченного в области промышленной безопасности.

12.2.16 Техническое расследование причин инцидентов, происшедших на объектах МН, производится специальной комиссией, назначенной руководителем ОАО МН или его филиала.

12.2.17 Расследование аварий и инцидентов, оформление соответствующих документов должно осуществляться согласно нормативно - техническим документам государственных надзорных органов и ведомств.

12.2.18 По результатам расследования аварий и инцидентов должен быть составлен акт установленной формы.

12.2.19 По результатам расследования аварий и инцидентов руководством ОАО МН в 5-ти дневный срок, руководством филиалов ОАО МН и руководством объекта МН в 3-х дневный срок издается приказ с указанием причин аварии или инцидента, виновных лиц или организаций. Приказом определяются мероприятия, подлежащие выполнению, указываются сроки исполнения и исполнители. Приказ доводится до сведения подразделений ОАО МН, в необходимых случаях представляется в Компанию и местные органы власти.

**12.3 Производство работ по ликвидации аварий**

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

- восстановление герметичности трубопроводов, оборудования и сооружений объектов МН;

- обеспечение проектного уровня характеристик и несущей способности ремонтируемого нефтепровода или оборудования;

- обеспечение минимального времени простоя МН при ремонте;

- минимальное воздействие на окружающую среду, соседние коммуникации и объекты;

- обеспечение и сохранение проектных величин и характеристик ремонтируемого объекта, сооружения или оборудования, НПС, ПНБ, ППН, ССН.

12.3.2 Все работы по локализации и ликвидации аварий на МН должны производиться на основе планов ликвидации возможных аварий, планов тушения пожаров и в соответствии с Инструкцией по ликвидации аварий и повреждений на МН, Правилами безопасности при эксплуатации МН, Правилами пожарной безопасности при эксплуатации МН и настоящими Правилами.

12.3.3 Пожарная безопасность при ликвидации аварий должна обеспечиваться силами подразделений ГПС МВД РФ, отрядами ведомственной военизированной охраны (ВВО) ОАО МН и добровольными пожарными дружинами (ДПД) подразделений филиалов ОАО МН

12.3.4 Связь в аварийной ситуации организуется и обеспечивается работниками специализированного предприятия связи.

12.3.5 При возникновении аварии или инцидента в нефтенасосной, резервуарном парке, на технологических трубопроводах, причальных сооружениях НПС, нефтебазе сменный инженер (дежурный оператор) должен организовать локализацию места аварии, поставить в известность диспетчера филиала ОАО МН и диспетчера ОАО МН и руководство НПС, ЛПДС, нефтебазы, принять меры по обеспечению нормальной работы оборудования.

При возникновении пожара сменный инженер (сменный оператор) должен отключить загоревшееся оборудование или сооружение, сообщить о случившемся в подразделения ВВО и ГПС МВД, диспетчеру филиала ОАО МН, далее действовать согласно плану тушения пожара.

12.3.6 При получении сообщения об аварии на линейной части МН диспетчер филиала ОАО МН обязан доложить о случившемся руководству филиала ОАО МН, диспетчеру ОАО МН, отправить группы наземного или воздушного патрулирования с целью определения точного места, вида и характера аварии.

12.3.7 С учетом тяжести аварии и местных условий руководством ОАО МН и его филиалов принимается решение о направлении сил и средств для ликвидации аварии собственными силами или по согласованию с ОАО МН с привлечением АВС соседних филиалов ОАО МН, спецподразделений, а также материальных и технических средств и персонала близлежащих сторонних организаций.

12.3.8 О возможном распространении разлившейся при аварии нефти, о границах взрыво- и пожароопасной зоны, а также для принятия совместных мер по обеспечению безопасности населенных пунктов и производственных объектов и по защите окружающей среды должны быть оповещены местные органы власти и управления, подразделения ГПС МВД, владельцы коммуникаций технического коридора, землевладельцы и организации, расположенные в районе аварии и в пределах зоны возможного разлива нефти.

12.3.9 Информация об аварии должна быть передана в Компанию, в Госгортехнадзор России и другие государственные органы и ведомства.

12.3.10 Для оперативного руководства ликвидацией аварии должен быть организован командный пункт, оборудованный техническими средствами передачи и фиксирования команд и докладов, поступающих в процессе ликвидации аварии.

12.3.11 Руководство аварийно-восстановительными работами должны осуществлять: при возникновении аварии на объектах НПС, ЛПДС, нефтебаз – начальник ЛПДС, директор нефтебазы или технические руководители; при аварии на линейной части МН – ответственный руководитель по ликвидации аварии.

При воспламенении нефти с последующим пожаром руководство тушением пожара осуществляется должностным лицом ВВО ОАО МН или ГПС МВД РФ.

Руководство работами по ликвидации аварий в начальный период до назначения приказом ответственного лица, указанного в 12.2.8, 12.2.10, возлагается на начальника (директора) или на технического руководителя ЛПДС (НПС), ПНБ, ППН, ССН, на объектах которого произошла авария.

12.3.12. При возникновении аварии на нефтепроводе лицо, ответственное за ликвидацию аварии, обязано:

- срочно прибыть на место аварии;

- определить возможный объем стока нефти и организовать сбор вытекшей нефти;

- принять меры, исключающие возможности попадания её на территорию населенных пунктов, в водоемы, охранные зоны железных, шоссейных дорог, а также исключающие возможность возгорания разлитой нефти;

- определить возможность опорожнения поврежденного участка от нефти в ближайшие резервуарные парки НПС, нефтебазы или аварийные амбары;

- организовать ликвидацию аварии и её последствий.

12.3.13 Производство аварийно-восстановительных работ зависит от характера и места аварии, напряженности перекачки нефти по нефтепроводу и других обстоятельств. Способ ликвидации аварии, технологические операции по выполнению работ должны быть выбраны в зависимости от вида аварии и выполняться в соответствии с инструкцией по ликвидации аварий и повреждений на МН и другими действующими правилами и инструкциями.

12.3.14 На месте проведения сварочных работ и на ремонтируемом участке нефтепровода концентрация паров и газов не должна превышать предельно допустимую взрывобезопасную концентрацию: 5 % величины нижнего предела воспламенения данного пара или газа в воздухе (для нефти в объемных долях 0,07 % или 2,1 г/м3).

В случае превышения в воздухе рабочей зоны установленных значений ПДК (для нефти 0,01% об. или 0,3 г/м3) работы необходимо проводить в средствах индивидуальной защиты органов дыхания.

Если огневые работы продолжаются несколько дней и не исключена возможность внезапной утечки газов и паров, то перед началом и через каждый час во время этих работ необходимо контролировать состояние воздушной среды в местах проведения ремонта и в ремонтируемом трубопроводе.

Анализ проводится после каждого перерыва и в случае, если у работающих возникают опасения возможности появления газов и паров нефти на рабочем месте.

12.3.15 Восстановление объектов МН после аварии должно вестись по проекту или исполнительно-технической документации на их строительство. Применяемые при производстве работ оборудование и материалы должны отвечать назначению, иметь паспорта и сертификаты.

Приемка и пуск объектов (насосных, резервуаров, подстанций и т.д.), НПС, нефтебаз после ликвидации аварии и восстановление производятся в порядке, указанном в разделе 2 настоящих Правил.

Пуск нефтепровода после ликвидации аварии осуществляется согласно требованиям, предусмотренным в инструкции по ликвидации аварий и повреждений на МН.

12.3.16 Последствия аварии в виде нарушения ландшафта механизмами, загрязнения нефтью почвы, растительности и водоемов должны быть ликвидированы в сроки, согласованные с местными органами власти. Обоснованные претензии органов санитарно-эпидемиологического надзора, других надзорных органов, землепользователей должны быть выполнены.

**12.4 Типовой план ликвидации возможных аварий**

12.4.1 Для оперативного и организованного принятия мер по восстановлению объектов - линейной части МН, подводных переходов через судоходные реки, НПС (ЛПДС), ППН, ССН, нефтебаз - службами эксплуатации филиалов ОАО МН или привлеченными организациями должны быть разработаны планы ликвидации возможных аварий (ПЛВА).

12.4.2 План ликвидации возможных аварий должен содержать оперативную, техническую часть и порядок взаимоотношений и взаимодействий владельцев МН с организациями местных органов власти, органами технического и экологического надзора и гражданской обороны и владельцами коммуникаций технического коридора.

12.4.3 Оперативная часть ПЛВА должна включать:

- порядок действия дежурного персонала НПС, ПНБ, филиалов ОАО МН при авариях;

- распределение обязанностей между лицами, участвующими в ликвидации аварий;

- порядок оповещения должностных лиц НПС, ППН, ССН, ПНБ, филиалов ОАО МН при авариях;

- порядок оповещения организаций, населения, землепользователей, органов надзора при авариях;

- порядок сбора, движения сил и средств для ликвидации аварии и их размещения на месте работ;

- меры по отключению аварийного участка и локализации вытекшей нефти;

- меры по спасению людей и материальных средств.

12.4.4 Техническая часть плана включает:

- виды возможных аварий на объектах МН;

- способы ликвидации возможных аварий и возможные методы устранения их последствий;

- объемы предполагаемых стоков нефти на наиболее ответственных участках объектов;

- порядок ведения и контроля технологических операций при выполнении аварийно-ремонтных работ;

- меры пожарной безопасности и охраны труда при выполнении восстановительных работ;

- порядок организации работ по пуску объекта после аварийного ремонта;

- порядок организации аварийно-ремонтных работ в техническом коридоре.

12.4.5 Содержание, порядок разработки, согласование и утверждение ПЛВА производится согласно требованиям соответствующих нормативных документов.

12.4.6 Утвержденные ПЛВА должны находиться:

- у главного инженера, диспетчера и в отделе эксплуатации ОАО МН и его филиалов;

- у начальника НПС, ППН, ССН, ЛПДС, АВП, СУПЛАВ, директора ПНБ.

**13 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, ОХРАНА ТРУДА И ОХРАНА ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ**

**13.1 Охрана окружающей среды**

***Организация природоохранной деятельности предприятий***

13.1.1 Деятельность ОАО МН, его филиалов и структурных подразделений по охране окружающей природной среды на магистральных нефтепроводах регламентируется федеральными законами: Об охране окружающей природной среды, О недрах, Об экологической экспертизе, Об отходах производства и потребления, О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения, Водным кодексом, Земельным кодексом, Лесным кодексом и другими Законодательными актами РФ и ее субъектов, а также нормативными документами, принятыми в установленном порядке.

13.1.2 Руководством ОАО МН и его филиалов должны назначаться лица, ответственные за природоохранную деятельность в организации и, при необходимости, создаваться соответствующие специализированные подразделения.

13.1.3 Лица, ответственные за природоохранную деятельность в ОАО МН, филиалах и структурных подразделениях, обязаны:

- знать экологическую опасность объектов МН и принимать необходимые меры по предупреждению экологических правонарушений;

- организовывать экологический контроль за соблюдением законодательства по охране окружающей среды на вверенных объектах МН;

- не допускать сверхлимитных выбросов, сбросов и образования отходов производства;

- организовывать разработку экологических паспортов, разрешений на выбросы, сбросы и образование отходов производства;

- регулярно проверять исправность технических средств экологического контроля;

- принимать меры по укомплектованию вверенных объектов техническими средствами и материалами по ликвидации нефтяных загрязнений;

- принимать незамедлительные меры к устранению обнаруженных нарушений природоохранного законодательства.

13.1.4 В ОАО МН и его филиалах должны быть разработаны Положения об организации природоохранной деятельности организации, предусматривающие права, обязанности, ответственность, порядок взаимодействия должностных лиц, структурных подразделений и служб по выполнению требований природоохранного законодательства Российской Федерации и ее субъектов.

13.1.5 В ОАО МН, его филиалах и структурных подразделениях должны ежегодно разрабатываться и согласовываться с местными экологическими организациями исполнительной власти мероприятия по охране окружающей среды, предусматривающие сокращение выбросов в атмосферу, сбросов сточных вод, образования отходов производства, рекультивацию нарушенных и загрязненных земель, рекультивацию шламонакопителей и прудов отстойников, внедрение систем оборотного водообеспечения, реконструкцию очистных сооружений, сокращение эксплуатационных потерь нефти.

13.1.6 Проекты строительства и реконструкции объектов МН в обязательном порядке должны содержать раздел “Охрана окружающей природной среды”.

13.1.7 При подготовке проектной документации на строительство и реконструкцию объектов МН должна осуществляться процедура оценки воздействия последствий реализации этих проектов на окружающую среду (ОВОС) в соответствии с Положением об оценке воздействия на окружающую среду в Российской Федерации, СНиП 11-01 и СП 11-102-97.

13.1.8 Проекты строительства и реконструкции объектов МН должны согласовываться природоохранными органами и проходить государственную экологическую экспертизу согласно Закону РФ Об экологической экспертизе и Положению о порядке проведения государственной экологической экспертизы.

13.1.9 ОАО МН, эксплуатирующие магистральные нефтепроводы, должны в установленном порядке оформлять лицензии на комплексное природопользование, а также, при необходимости, лицензии на пользование отдельными видами природных ресурсов.

13.1.10 Документы, лимитирующие загрязнение воздушной среды (разрешение на выброс загрязняющих веществ в атмосферу) и водной среды (разрешение на сброс загрязняющих веществ на рельеф местности), лицензия на водопользование, разрешение на размещение отходов должны оформляться и переоформляться в порядке, установленном законодательством РФ и ее субъектов.

13.1.11 ОАО МН и его филиалы должны обеспечивать проведение инвентаризации стационарных и передвижных источников выбросов вредных веществ в атмосферу, сбросов загрязняющих веществ, отходов производства. Инвентаризацию выполняют силами эксплуатирующей МН организации или с привлечением специализированных организаций, имеющих лицензии на право производства работ. На основании результатов инвентаризации эксплуатирующие организации должны разрабатывать и согласовывать в природоохранных организациях органов исполнительной власти нормативы предельно допустимых выбросов, сбросов, проекты нормативов образования отходов и лимитов их размещения, паспорта на опасные отходы и предельно допустимые сбросы.

13.1.12 На НПС (ЛПДС) и вспомогательные производства должны быть разработаны экологические паспорта в соответствии с ГОСТ 17.0.0.04. Паспорта разрабатываются специализированными организациями, имеющими лицензию на данный вид деятельности, или предприятиями, эксплуатирующими МН, согласовываются и регистрируются местными экологическими организациями исполнительной власти.

13.1.13 Производственные объекты МН повышенной опасности подлежат обязательному страхованию, которое предусматривает ответственность за причинение вреда жизни, здоровью или имуществу других лиц и окружающей природной среде, допустимо добровольное страхование за возможный ущерб, причиняемый природной среде хозяйственной деятельностью предприятий МН, в соответствии с Законом РФ О промышленной безопасности опасных промышленных объектов.

13.1.14 Организация отчетности по вопросам природопользования и природоохранной деятельности ОАО МН и филиалов проводится в порядке, установленном законодательством Российской Федерации и ее субъектов, в соответствии с требованиями Компании.

13.1.15 Должностные лица предприятий МН и организаций, физические лица, по вине которых произошли экологические нарушения, несут дисциплинарную, административную, либо уголовную, гражданско-правовую, материальную ответственность в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации.

13.1.16 В случае возникновения существенных разногласий с контролирующими природоохранными органами, а также с органами местного самоуправления по вопросам охраны окружающей среды на МН, по инициативе предприятий МН может быть организован экологический аудит предприятий МН с привлечением независимых аудиторов, имеющих лицензию на данный вид деятельности.

***Основные экологические требования к эксплуатации объектов МН***

13.1.17 Все работы по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту объектов магистральных нефтепроводов должны выполняться в соответствии с требованиями природоохранного законодательства Российской Федерации и ее субъектов.

13.1.18 На объектах МН должен быть обеспечен инструментальный контроль за соблюдением разрешенных объемов на выбросы, сбросы, за размещением производственных и бытовых отходов, а также, при необходимости, за другими возможными вредными техногенными воздействиями на окружающую среду.

13.1.19 Природоохранная деятельность предприятий МН при использовании земель, сельскохозяйственных и лесных угодий должна определяться Земельным законодательством РФ, Лесным кодексом Российской Федерации, Положением об управлении государственным контролем за использованием и охраной земель.

13.1.20 Сельскохозяйственные земли, лесные угодья, нарушенные или загрязненные нефтью в процессе эксплуатации, ремонта трубопроводных объектов или аварийных разливов нефти, должны быть приведены в пригодное (по назначению) состояние.

13.1.21 Подрядчики, работающие на трубопроводных объектах МН, должны иметь соответствующие лицензии на выполняемые ими виды работ и соблюдать требования по охране окружающей среды.

13.1.22 Мероприятия по ликвидации последствий возможных аварий включают в себя:

- разработку и согласование с местными природоохранными и другими заинтересованными органами мероприятий по ликвидации последствий аварии;

- организацию сбора разлитой нефти;

- организацию производственного экологического контроля за состоянием нарушенных компонентов окружающей природной среды;

- определение компенсационных выплат за ущерб, нанесенный окружающей природной среде аварией;

- организацию отбора арбитражных проб при разногласиях с контролирующими природоохранными органами;

- организацию работ по восстановлению (рекультивации) земельных угодий.

***Производственный экологический контроль***

13.1.23 В соответствии с Федеральным Законом Об охране окружающей природной среды в организациях, эксплуатирующих магистральные нефтепроводы, должен быть организован производственный экологический контроль за состоянием окружающей природной среды.

13.1.24 Порядок организации производственного экологического контроля определяется в соответствии с разрешениями на выбросы, сбросы вредных веществ на размещение отходов с требованиями природоохранных организаций исполнительной власти, а также с положениями, разработанными и утвержденными организациями МН на основе Федерального Закона Об охране окружающей природной среды. Периодичность и объем инструментального аналитического контроля за состоянием природной среды должен быть согласован c природоохранными организациями органов исполнительной власти.

13.1.25 Лаборатории ОАО МН, осуществляющие инструментальный аналитический контроль, должны иметь соответствующую область аккредитации и выполнять анализы по методикам, внесенным в государственный реестр. В случае отсутствия в ОАО МН собственных лабораторий, анализы могут выполняться сторонними организациями, имеющими лицензии на данный вид деятельности.

**13.2 Охрана труда**

13.2.1 Порядок организации работы по обеспечению безопасных условий труда на предприятиях и подразделениях магистрального нефтепроводного транспорта определяется законодательством о труде РФ, общегосударственными и отраслевыми нормативными документами в области охраны труда, а также Системой организации работ по охране труда и промышленной безопасности на нефтепроводном транспорте, действующей в Компании.

13.2.2 Основным принципом деятельности организаций Компании в области охраны труда является признание приоритета жизни и здоровья работников.

13.2.3 Основным направлением работ по охране труда в организациях Компании является планомерное осуществление комплекса организационно-технических мероприятий по созданию здоровых и безопасных условий труда на всех уровнях производства, что реализуется:

- обеспечением безопасной эксплуатации производственного оборудования, безопасности производственных процессов и технологий;

- обеспечением работающих необходимыми санитарно-бытовыми устройствами, помещениями и надлежащим их содержанием;

- обеспечением работающих средствами индивидуальной и коллективной защиты, в т.ч. термостойкой одеждой, выполняющих огневые работы;

- установлением единого порядка организации и проведения инструктажей работающих безопасным методам и приемам труда;

- укреплением трудовой и производственной дисциплины, в т.ч. в вопросах соблюдения правил и норм по охране труда всеми категориями работников - от исполнителей до руководителей работ.

13.2.4 Общее руководство и ответственность за организацию работы по охране труда в ОАО МН, филиалах и структурных подразделениях возлагается на генерального директора ОАО МН.

Непосредственное руководство организацией работы по охране труда в ОАО МН возлагается на главного инженера.

Методическое руководство и координация работ по охране труда в ОАО МН, филиалах и структурных подразделениях возлагается на руководителя службы охраны труда ОАО МН.

Ответственность за организацию работ по обеспечению безопасных и здоровых условий труда по направлениям деятельности организации возлагается на руководителей соответствующих служб и отделов этой организации.

13.2.5 Обязанности руководителей и должностных лиц ОАО МН, филиалов и их подразделений в области охраны труда по направлениям их деятельности должны быть отражены в должностных инструкциях, положениях об отделах и службах. Должностные инструкции и положения разрабатываются руководством организации на основе требований нормативных и руководящих документов с учетом существующей структуры, штатов и функций.

13.2.6 Контроль за состоянием охраны труда в ОАО МН и его филиалах магистральных нефтепроводов должен быть направлен на получение информации об условиях труда работающих, выявление отклонений от требований стандартов по безопасности труда (ССБТ), норм и правил органов государственного надзора и контроля, другой нормативной документации по охране труда, проверку выполнения службами и подразделениями своих обязанностей в области охраны труда, на принятие эффективных мер по устранению выявленных недостатков.

13.2.7 Для осуществления контроля за состоянием охраны труда в организациях должны создаваться комиссии производственного контроля (КПК).

Порядок организации и деятельность КПК осуществляется в соответствии с Положением о КПК в ОАО МН.

13.2.8 С целью определения соответствия фактического состояния условий труда требованиям правил и норм безопасности, принятия необходимых мер по устранению выявленных несоответствий должна проводиться санитарно-техническая паспортизация объектов МН

Паспортизации подлежат объекты, на которых возможны воздействия опасных и вредных факторов на работающих. Перечень объектов, подлежащих паспортизации, определяется службой охраны труда совместно с руководителями филиалов и структурных подразделений и утверждается главным инженером ОАО МН.

Паспортизация осуществляется в порядке, установленном в организации и в соответствии с требованиями РДС 39-055-85.

13.2.9 В подразделениях ОАО МН должна проводиться аттестация рабочих мест по условиям труда. При аттестации оцениваются условия труда, определяются и регламентируются степень вредности, опасности, тяжести и напряженности труда на конкретных рабочих местах. Сроки проведения аттестации устанавливаются организацией с учетом изменения условий труда, но не реже одного раза в 5 лет.

13.2.10 Аттестация рабочих мест в подразделениях ОАО МН проводится в соответствии с Положением о порядке проведения аттестации рабочих мест по условиям труда.

13.2.11 На основе положений, установленных Системой стандартов безопасности труда (ССБТ), и других нормативных документов, в ОАО МН должны разрабатываться стандарты организации по безопасности труда.

В документах по вопросам безопасности труда на уровне организации излагаются требования по:

- организации работ по обеспечению безопасности труда;

- планированию работ по безопасности труда;

- порядку стимулирования работы по обеспечению безопасности труда;

- организации обучения и инструктажа работающих по безопасности труда;

- организации контроля за безопасностью труда;

- порядку надзора за объектами повышенной опасности;

- порядку аттестации персонала, обслуживающего объекты повышенной опасности;

- методам оценки работы по обеспечению безопасности труда в подразделениях и службах;

- порядку проведения анализа причин производственного травматизма, профессиональных заболеваний;

- организации работы по обеспечению пожарной безопасности;

- порядку проведения нормоконтроля конструкторской и технологической документации на полноту изложения требований безопасности труда;

- методам и порядку проведения измерений для оценки безопасности труда;

- организации контроля за внедрением и соблюдением стандартов по охране труда;

- обеспечению, эксплуатации, уходу и содержанию средств защиты работающих на производстве;

- организации и проведению обязательных при поступлении на работу и периодических медицинских осмотров работников.

13.2.12 Спецодежда, спецобувь и другие средства индивидуальной защиты, применяемые в подразделениях ОАО МН, должны иметь сертификат соответствия. Требования к испытаниям, эксплуатации и уходу за средствами индивидуальной и коллективной защиты определяются соответствующими стандартами и техническими условиями.

13.2.13 В ОАО МН должны разрабатываться инструкции по охране труда.

Инструкция по охране труда учитывает специфику организации, технологии производства в ОАО МН, применяемого оборудования и средств защиты работающих.

Инструкции по охране труда могут разрабатываться на основе типовых и должны соответствовать требованиям трудового законодательства Российской Федерации, стандартов СБТ, Положения о порядке разработки, утверждения правил и инструкций по охране труда и Методических указаний по разработке правил и инструкций по охране труда.

13.2.14 Инструкция по охране труда - основной документ по охране труда для персонала на рабочем месте. Инструкция является нормативным документом, требования которого обязательны для работающих.

13.2.15 Инструкции по охране труда (в соответствии с профессией или выполняемой работой) должны находиться на рабочих местах. Все рабочие места должны быть обеспечены плакатами по охране труда, знаками безопасности, аптечками.

13.2.16 Обучение работников безопасным методам труда должно проводиться во всех подразделениях ОАО МН независимо от характера, сложности и степени опасности производства, а также от стажа работы, образования и квалификации работников по данной профессии или должности.

13.2.17 Порядок обучения и виды инструктажа работников безопасным методам работы, организация проведения проверки знаний рабочих и специалистов по вопросам безопасности труда на предприятии должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.0.004, Положения о порядке подготовки и аттестации работников организаций, эксплуатирующих опасные производственные объекты, подконтрольные Госгортехнадзору России и нормативных документов по безопасности труда.

13.2.18 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 3 месяца работы, для рабочих, не связанных с производством (уборщиков, подсобных рабочих и др.), - через 6 месяцев.

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

13.2.19 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 не реже одного раза в 5 лет повышать свою квалификацию по охране труда в республиканских или отраслевых учебных центрах согласно действующей НТД.

13.2.20 Оснащение производственного оборудования и трубопроводных объектов предприятий приспособлениями, приборами, предусмотренными средствами безопасности, улучшающими условия труда и повышающими его безопасность, должно осуществляться на предприятиях в соответствии с нормативами.

13.2.21 Персонал подразделений ОАО МН должен обеспечиваться средствами индивидуалэной защиты, спецодеждой, спецпитанием и другими предусмотренными средствами согласно установленным в организации перечнем и нормам.

13.2.22. О каждом несчастном случае работники ОАО МН обязаны сообщить руководителю. Расследование и учет несчастных случаев осуществляется в соответствии с Положением о расследовании и учете несчастных случаев на производстве.

Расследование несчастных случаев должно осуществляться комиссией, результаты расследования оформляются актом. В акте указываются причины и обстоятельства несчастного случая, виновные лица и необходимые меры по предотвращению подобных случаев.

13.2.23 Работники ОАО МН всех уровней, нарушающие законодательство о труде, правила и нормы охраны труда, не выполняющие свои должностные обязанности и предписания органов государственного надзора и контроля, приказы и распоряжения руководства организации, несут ответственность в установленном законом порядке.

**13.3 Управление промышленной безопасностью**

13.3.1 Трубопроводные объекты ОАО МН относятся к категории опасных производственных объектов.

Опасным производственным объектом при транспортировании нефти является магистральный нефтепровод в составе:

- линейная часть магистрального нефтепровода;

- НПС, ПНБ, ППН, ССН;

- пункты сдачи, перевалки, налива нефти на другой вид транспорта;

- другие опасные производственные объекты, входящие в состав МН, согласно Закону О промышленной безопасности опасных производственных объектов.

13.3.2 Организация работ по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации магистрального нефтепровода осуществляется на основании Федерального Закона О промышленной безопасности опасных производственных объектов, Постановления Правительства Российской Федерации от 10.03.99 № 263 и других действующих правовых актов и нормативных документов.

13.3.3 Система управления промышленной безопасностью производственных объектов магистральных нефтепроводов должна предусматривать:

- идентификацию опасных производственных объектов;

- лицензирование деятельности по эксплуатации;

- организацию эксплуатации МН с соблюдением требований нормативных документов;

- непрерывный контроль (мониторинг) состояния безопасности объектов;

- оценку состояния безопасности объектов и прогноз его изменения;

- выработку методов и планов поддержания безопасности объектов в пределах норм или допустимых рисков и реализацию этих планов;

- поддержание в готовности систем управления и оповещения, сил и средств по ликвидации аварий и их последствий на МН, взаимодействие с формированиями МЧС России;

- взаимодействие с органами государственного надзора и контроля;

- обязательное страхование рисков ответственности за причинение вреда при эксплуатации опасных производственных объектов;

- разработку деклараций безопасности объектов МН.

13.3.4 Организация функционирования системы управления промышленной безопасностью на объектах МН возлагается на руководство ОАО МН, филиалов ОАО МН и их подразделений, эксплуатирующих опасные производственные объекты.

**13.4 Охрана объектов магистральных нефтепроводов**

13.4.1 Охрана особо важных и режимных объектов магистральных нефтепроводов осуществляется подразделениями ведомственной военизированной охраны (ВВО) и службой безопасности (СБ) согласно установленному перечню в соответствии с Законом РФ О ведомственной охране.

Ответственность за состояние служебной деятельности подразделений ведомственной военизированной охраны и службы безопасности несут руководители ОАО МН, начальник службы безопасности и ведомственной военизированной охраны.

13.4.2 Деятельность, численность, оснащенность ведомственной военизированной охраны регламентируется Положением о ВВО и включает обеспечение охраны объектов МН, контроль за проведением пожарно-профилактической работы, поддержанием противопожарного режима на охраняемых объектах. Деятельность СБ регламентируется Федеральным Законом О частной детективной и охранной деятельности в Российской Федерации.

13.4.3 Основными задачами ОАО МН по обеспечению охраны и безопасности функционирования объектов магистральных нефтепроводов являются:

- организация охраны нефтеперекачивающих станций, перевалочных нефтебаз и других жизненно важных объектов магистральных нефтепроводов;

- обеспечение пропускного и внутриобъектового режимов;

- внедрение в систему охраны новых эффективных инженерно-технических средств охраны, поддержание их в исправном состоянии;

- проведение проверок несения службы дежурными нарядами и комплексных обследований объектов охраны, устранение выявленных недостатков.

13.4.4 Система охраны трубопроводных объектов должна оборудоваться инженерно-техническими средствами охраны (ИТСО) в соответствии с проектом, перечень которых в общем виде включает:

- периметральное ограждение территории;

- охранно-пожарную сигнализацию;

- периметральное освещение;

- охранное освещение площадок;

- выделение запретных зон;

- контрольно-пропускные (проездные) пункты;

- охранную сигнализацию по периметру ограждения;

- оснащение постов охраны в соответствии с выполняемыми задачами;

- постовую, телефонную связь и сигнализацию.

13.4.5 Оснащение объектов МН инженерно-техническими средствами охраны, их состав, порядок эксплуатации, технического обслуживания и ремонта, ведение служебной документации регламентируются отраслевыми и ведомственными документами.

13.4.6 Для обеспечения четких и согласованных действий дежурных нарядов, команд охраны разрабатывается план охраны объекта на основе положения по охране объектов МН.

13.4.7 Защита экономических и коммерческих интересов ОАО МН осуществляется специальной службой в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Руководители охраняемых объектов обязаны обеспечивать поддержание средств охраны в исправности, своевременно организовывать их профилактическое обслуживание и ремонт.

13.4.8 Руководителям ОАО МН, его филиалов совместно с местной администрацией и территориальными органами МВД и ФСБ России надлежит систематически осуществлять комплексное обследование объектов особой важности и разрабатывать мероприятия по обеспечению безопасности каждого из них.

Приложение А

(Справочное)

**ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ, НА КОТОРЫЕ ИМЕЮТСЯ ССЫЛКИ В НАСТОЯЩИХ ПРАВИЛАХ**

1. Закон РФ “Об обеспечении единства измерений” принят Верховным Советом от 01.06.93 № 4872-1, редакция от 02.06.93.

2. Закон РФ “Об охране окружающей природной среды” Указ Президента № 2060-1 от 19.12.91.

3. Закон РФ “ О недрах” от 21.02.92 № 2395-1 редакция от 10.01.99.

4. Закон РФ “Об экономической экспертизе” от 23.11.95 № 174-ФЗ, редакция от 15.04.98.

5. Закон РФ “Об отходах производства и потребления” № 89-ФЗ от 24.06.98.

6. Закон РФ “О промышленной безопасности опасных промышленных объектов” от 21.07.97 № 116-ФЗ.

7. Закон РФ "О связи" принят Гос. Думой РФ 20 01.95.

8. Закон РФ “О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения” от 30.03.99 № 52-ФЗ.

9. Закон РФ “О ведомственной охране ” одобрен Советом Федерации от 31.03.99 № 77-ФЗ.

10. Закон РФ “О частной детективной и охранной деятельности в РФ” от 11.03.92 № 2487-I.

11. Водный кодекс РФ, утв. Указом Президента РФ № 167-ФЗ от 18.11.95.

12. Земельный кодекс РСФСР № 1103-1 от 24.04.91.

13. Основы лесного законодательства РФ от 06.03.93 № 4613-1.

14. ГОСТ 8.346-79. Резервуары стальные горизонтальные. Методы и средства поверки.

15. ГОСТ 9.602-89. Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.

16. ГОСТ 12.0.004-90. ССБТ. Организация обучения безопасности труда. Общие положения.

17. ГОСТ 17.0.0.04-90. Охрана природы. Экологический паспорт промышленного предприятия. Основные положения.

18. ГОСТ 1510-84. Нефть и нефтепродукты. Упаковка, маркировка, транспортирование и хранение.

19. ГОСТ 9965-76. Нефть для нефтеперерабатывающих предприятий. Технические условия.

20. ГОСТ 22782.0-81. Электрооборудование взрывозащищенное. Общие технические требования и методы испытаний.

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

22. СНиП 2.04.05-91\*. Отопление, вентиляция и кондиционирование.

23. СНиП 2.05.06-85\*. Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования.

24. СНиП 2.11.03-93. Склады нефти и нефтепродуктов.

25. СНиП 3.01.01-85\*. Организация строительного производства.

26. СНиП 3.01.04-87. Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения.

27. СНиП 3.04.03-85. Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии. Правила производства и приемки работ.

28. СНиП 3.05.05-84. Технологическое оборудование и технологические трубопроводы.

29. СНиП 3.05.05—85. Электротехнические устройства.

30. СНиП 11-01-95. Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений и РДС.

31. СНиП II-89-80\*. Генеральные планы промышленных предприятий. 1995.

32. СНиП III-18-75. Металлические конструкции.

33. СНиП III-42-80\*. Магистральные трубопроводы, Правила производства и приемки работ.

34. СП 11-102-97. Инженерно-экологические изыскания для строительства. Введены 15.08.97. Госстрой России, М., 1997.

35. Единые правила безопасности при взрывных работах (ПБ 13-01-92). Утв. постановлением Госгортехнадзора России от 24.02.92 с изменениями от 1995 г.

36. Правила безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов. - М.: Недра, 1989.

37. Правила пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов (ВППБ 01-05-99) (зарегистрированы ГУ ГПС МВД РФ, введены с 01.08.99).

38. Правила охраны магистральных трубопроводов. Утв. Минтопэнерго, 1992.

39. Правила капитального ремонта подземных трубопроводов (РД 39-00147105-015-98). - Уфа: ИПТЭР, 1998.

40. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. - АО “Энергосервис”, 1994.

41. Правила эксплуатации электроустановок потребителей (ПЭЭП). Утв. Главгосэнергонадзором 31.03.92 с изменениями и дополнениями от 30.09.93 № 42-6/8-ЭТ и от 14.11.94 № 42-6/34-ЭТ.

42. Правила устройства электроустановок (ПУЭ, 6-е издание).

43. Правила технической эксплуатации первичных сетей взаимоувязанной сети связи Российской Федерации. – М.: Госкомсвязи России, 1998.

44. Правила охраны поверхностных вод от загрязнения сточными водами. - М.: Изд. Юридическая литература, 1978.

45. МИ 1823-87. Вместимость стальных вертикальных цилиндрических резервуаров. Методика выполнения измерения геометрическим и объектным методами. - Казань: ВНИИР, 1987.

46. Методические указания по разработке правил и инструкций по охране труда Утв. Минтруда России от 01.07.93 № 129 с изменениями и дополнениями от 28.03.94.

47. Нормы на электрические параметры каналов тональной частоты магистральной и внутризоновых первичных сетей. – М.: Минсвязи России, 1996.

48. Нормы на электрические параметры цифровых каналов и трактов магистральной и внутризоновых первичных сетей. – М.: Минсвязи России, 1996.

49. Положение о порядке подготовки и аттестации работников опасных производственных объектов, подконтрольных Госгортехнадзору России (РД 04-265-99). Утв. приказом от 11.01.99 № 2.

50. Положение о расследовании и учете несчастных случаев на производстве. Утв. постановлением Правительства РФ от 11.03.99 № 279.

51. Положение о порядке проведения государственной экологической экспертизы. Утв. постановлением Правительства РФ 22.09.93 № 942 в редакции от 11.06.96 № 698.

52. ПР 50.2.006-94. Поверка средств измерений. Организация и порядок проведения. - ВНИИМС Госстандарта РФ, 1994.

53. РД 08-183-98. Порядок оформления и хранения документации, подтверждающей безопасность величины разрешенного рабочего давления при эксплуатации объекта магистрального трубопровода Утв. постановлением Госгортехнадзора России № 8 от 11.02.98.

54. РДС 39-055-85. ССБТ в нефтяной промышленности санитарно-техническая паспортизация на объектах нефтяной промышленности. Утв. приказом МНП от 03.10.85 № 570, введен с 01.03.86.

55. Система организации работ по охране труда и промышленной безопасности на нефтепроводном транспорте (СОРОТ). - Москва, АК “Транснефть”, 2000.

56. ТУ 39-1623-93. Нефть российская, поставляемая для экспорта.

Приложение Б

(Рекомендуемое)

**ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ**

|  |  |
| --- | --- |
| 1. Магистральный нефтепровод | Единый имущественный производственный комплекс, состоящий из подземных, подводных, наземных и надземных трубопроводов и связанных с ними насосных станций, хранилищ нефти и других технологических объектов, предназначенных для транспортировки нефти от пунктов её приемки до пунктов сдачи потребителям или для перевалки на другой вид транспорта |
| 2. Объект магистрального нефтепровода | Технологический комплекс (часть магистрального нефтепровода), включающий трубопроводы, здания, основное и вспомогательное оборудование, установки и другие устройства, обеспечивающие его безопасную и надежную эксплуатацию |
| 3. Линейная часть магистрального нефтепровода | Совокупность участков нефтепровода, соединяющих нефтеперекачивающие станции между собой либо с приемо-сдаточными пунктами и сооружений, входящих в состав нефтепровода.К сооружениям линейной части магистрального нефтепровода относятся: собственно трубопровод, переходы через естественные и искусственные препятствия, линии электропередач и технологической связи, установки электрохимической защиты трубопровода от коррозии, устройства энергоснабжения и дистанционного управления запорной арматурой и установками электрохимической защиты, сооружения линейной службы эксплуатации, противопожарные средства, противоэрозионные сооружения, вдольтрассовые дороги |
| 4. Охранная зона магистрального нефтепровода | Территория вдоль трассы нефтепроводов и вокруг их технологических объектов, необходимая для обеспечения безопасности эксплуатации указанных нефтепроводов и объектов, на которой устанавливаются особые условия землепользования в порядке, определяемом правительством Российской Федерации |
| 5. Технический коридор | Территория, по которой проходит нефтепровод или система параллельно проложенных трубопроводов и коммуникаций, ограниченная с двух сторон охранными зонами |
| 6. Трасса нефтепровода | Положение оси нефтепровода, определяемое на местности ее проекцией в горизонтальной плоскости |
| 7. Подземный переход магистрального нефтепровода | Участок подземного нефтепровода при переходе через искусственную или естественную преграды |
| 8. Подводный переход магистрального нефтепровода | Участок нефтепровода, проложенного через реку или водоем шириной в межень более 25 м |
| 9. Воздушный переход магистрального нефтепровода | Участок надземного нефтепровода, проложенного через искусственные или естественные преграды.Примечание: к воздушным переходам относятся: балочный, вантовый, гибкий переходы |
| 10. Камеры пуска-приема очистных и диагностических устройств | Устройства с технологической обвязкой нефтепроводов и запорной арматурой для пуска и приема технических устройств в потоке нефти |
| 11. Нефтеперекачивающая станция магистрального нефтепровода | Комплекс сооружений и устройств для приема и перекачки нефти по одному магистральному нефтепроводу |
| 12. Перевалочная нефтебаза | Комплекс сооружений, входящий в состав магистрального нефтепровода, предназначенный для приема с магистрального нефтепровода, хранения и отгрузки нефти на другие виды транспорта |
| 13. Пункт подогрева нефти магистрального нефтепровода | Комплекс сооружений и оборудования, обеспечивающий подогрев нефти, перекачиваемой по магистральному нефтепроводу с целью снижения вязкости |
| 14. Станция смешения нефти | Комплекс сооружений, входящий в состав магистрального нефтепровода, предназначенный для приема разных сортов нефти, их компаундирования и перекачки по магистральному нефтепроводу |
| 15. Резервуарный парк  | Комплекс взаимосвязанных резервуаров для выполнения технологических операций приема, хранения и перекачки нефти |
| 16. Приемо-сдаточный пункт нефти | Пункт по учету количества и качества товарной нефти |
| 17. Эксплуатация магистрального нефтепровода | Совокупность процессов приема, перекачки, сдачи нефти, технического обслуживания, диагностики и ремонта объектов магистрального нефтепровода |
| 18. Прием (сдача) нефти | Процесс передачи нефти между предприятиями в соответствии с действующими положениями |
| 19. Перекачка | Процесс перемещения жидкостей по трубопроводу с помощью насосных установок |
| 20. Техническое обслуживание магистрального нефтепровода | Комплекс операций по поддержанию работоспособности или исправности объектов магистрального нефтепровода |
| 21. Ремонт (оборудования) | Комплекс операций по восстановлению исправности, работоспособности, ресурса оборудования и сооружений магистрального нефтепровода |
| 22. Капитальный ремонт (оборудования) | Ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного или близкого к полному восстановлению ресурса оборудования и сооружений с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые |
| 23. Средний ремонт (оборудования) | Ремонт, выполняемый для восстановления исправности и частичного восстановления ресурса оборудования и сооружений с заменой или восстановлением составных частей ограниченной номенклатуры и контролем технического состояния составных частей, выполняемый в объеме, установленном нормативно-технической документацией |
| 24. Текущий ремонт (оборудования) | Ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспособности оборудования и сооружений и состоящий в замене и (или) восстановлении отдельных частей |
| 25. Ремонт по техническому состоянию (оборудования) | Ремонт, при котором контроль технического состояния выполняется с периодичностью и в объеме, установленными нормативной документацией, а объем и момент начала ремонта определяется техническим состоянием оборудования и сооружений |
| 26. Техническая диагностика | Область знаний, охватывающая теорию, методы и средства определения технического состояния объекта |
| 27. Техническое диагностирование | Определение технического состояния объекта. Включает: контроль технического состояния; поиск места и определение причин отказа (неисправности); прогнозирование технического состояния |
| 28. Контроль технологического процесса | Проверка соответствия характеристик, режимов и других показателей технологического процесса установленным требованиям (нормативам) |
| 29. Техническое состояние  | Состояние оборудования и сооружений, которое характеризуется в определенный момент времени, при определенных условиях внешней среды, значениями его параметров, установленных технической документацией на объект |
| 30. Контроль технического состояния | Проверка соответствия значений параметров оборудования и сооружений требованиям технической документации и определение на этой основе одного из заданных видов технического состояния в данный момент времени |
| 31. Внутритрубная диагностика | Комплекс работ, обеспечивающий получение информации о дефектах и особенностях трубопровода с использованием внутритрубных инспекционных снарядов, в которых реализованы различные виды неразрушающего контроля; определение на основе этой информации наличия и характера дефектов; определение безопасных режимов эксплуатации трубопровода или необходимости его ремонта с точной локализацией мест проведения |
| 32. Дефекты трубопровода | Потенциально опасные отклонения геометрического или конструктивного параметра, толщины стенки или показателя качества металла трубы (или сварного шва), выходящие за рамки требований действующих нормативных документов, возникшие при изготовлении трубы, строительстве или эксплуатации нефтепровода |
| 33. Неопасный дефект | Дефект, не требующий изменения режима эксплуатации или проведения ремонта МН. Прочность трубы соответствует нормативной. |
| 34. Опасный дефект | Дефект, требующий изменения режима эксплуатации или проведения ремонта МН. Прочность трубы ниже нормативной |
| 35. Дефектный участок нефтепровода | Участок нефтепровода, содержащий один и более дефектов |
| 36. Внутритрубный инспекционный снаряд (ВИС) | Устройство, перемещаемое внутри трубы потоком перекачиваемого продукта, снабженное средствами контроля и регистрации данных о дефектах и особенностях стенки трубопровода сварных швов и их местоположения. |
|  | ВИС имеют следующие функциональные разновидности:**скребок-калибр** - скребок, оборудованный мерными калибровочными дисками, предназначенный для предварительного определения минимального проходного сечения трубопровода;**снаряд-профилемер** - инспекционный снаряд, предназначенный для измерения внутреннего проходного сечения и радиусов поворота трубы;**снаряд-дефектоскоп** - инспекционный снаряд, предназначенный для определения наличия и измерения параметров дефектов и особенностей стенки трубопровода и сварных швов |
| 37. Периодичность внутритрубной инспекции | Временной интервал между двумя последовательными обследованиями ВИС участка МН по определенным типам дефектов |
| 38. Запасовка | Процесс ввода ВИС в камеру пуска в “стартовое” положение.Запуск снаряда в трубопровод обеспечивает поток перекачиваемого продукта |
| 39. Очистной скребок | Внутритрубный снаряд, предназначенный для очистки внутренней полости и стенок трубопровода от отложений, загрязнения и посторонних предметов |
| 40. Автоматизированная система | Система, состоящая из персонала и комплекса средств автоматизации его деятельности, реализующая информационную технологию выполнения установленных функций |
| 41. Сеть связи общего пользования | Составная часть взаимоувязанной сети связи РФ, открытая для пользования всем физическим и юридическим лицам, в услугах которой этим лицам не может быть отказано |
| 42. Ведомственные сети связи | Сети электросвязи министерств и иных федеральных органов исполнительной власти, юридических лиц, создаваемые для удовлетворения производственных и специальных нужд, имеющие выход на сети электросвязи общего пользования. |
| 43. Магистральная ведомственная первичная сеть | Часть ведомственной первичной сети, обеспечивающая соединение между высшим звеном управления (Компании) и основными звеньями управления (ОАО МН), а также последних между собой |
| 44. Производственно-технологическая связь | Связь, предоставляемая по ведомственной сети связи, для управления внутрипроизводственной деятельностью и технологическими процессами |
| 45. Линия передачи | Совокупность линейных трактов, систем передачи и (или) типовых физических цепей, имеющих общие линейные сооружения, устройства их обслуживания и одну и ту же среду распространения сигналов в пределах действия устройств обслуживания |
| 46. Система передачи | Комплекс технических средств, обеспечивающих образование линейного тракта, типовых групповых трактов и каналов передачи первичной сети |
| 47. Диспетчерская связь (канал) | Избирательная и групповая громкоговорящая связь, предоставляемая оперативно-техническому персоналу, организующему транспорт нефти |
| 48. Оператор связи | Физическое или юридическое лицо, имеющее право на предоставление услуг электрической связи. Документом, дающим право, является выданная Госкомсвязи России лицензия |
| 49. Надежность МН | Свойство МН выполнять заданные функции, сохраняя во времени значения установленных эксплуатационных показателей в заданных пределах, соответствующих заданным режимам и условиям использования, технического обслуживания, ремонтов, хранения и транспортирования |
| 50. Исправное состояние МН | Состояние МН, при котором он соответствует всем требованиям нормативной и конструкторской документации |
| 51. Работоспособное состояние МН | Состояние МН, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативной и конструкторской документации |
| 52. Авария на МН | Авария на объекте МН – внезапный вылив или истечение нефти в результате полного разрушения или частичного повреждения трубопровода, его элементов, резервуаров, оборудования и устройств, сопровождаемые одним или несколькими событиями. |
| 53. Инцидент на МН | Отказ или повреждение оборудования технических устройств, применяемых на объектах, отклонение от режима технологического процесса, нарушение положений Федерального закона о промышленной безопасности опасных производственных объектов, других Федеральных законов и иных нормативных правовых актов РФ, а также нормативных технических документов, устанавливающих правила ведения работ на объектах МН |
| 54. Опасный производственный объект | Магистральный нефтепровод с его объектами в границах эксплуатации ОАО МН, предназначенный для приема, хранения и перекачки нефти |
| 55. Риск или степень риска | Сочетание частоты (или вероятности) и последствий определенного опасного события |
| 56. Оценка риска | Процесс определения степени риска анализируемой опасности для здоровья человека, имущества или окружающей среды. Оценка риска включает в себя анализ частоты, анализ последствий и их сочетание |
| 57. Приемлемый риск  | Риск, уровень которого допустим и обоснован, исходя из экономических и социальных соображений |
| 58. Охрана окружающей среды | Комплекс мероприятий по охране, рациональному использованию и восстановлению живой и неживой природы |
| 59. Охрана труда | Система законодательных актов, социально-экономических, организационных, технических, гигиенических и лечебно-профилактических мероприятий и средств, обеспечивающих безопасность, сохранение здоровья и работоспособность человека в процессе труда |
| 60. Инструкция | Нормативный документ, содержащий указания о порядке выполнения работ, эксплуатации оборудования и инструмента, пользования средствами защиты и т.п. |
| 61. Нормативный документ | Принятый в установленном порядке документ, устанавливающий правила, общие принципы или характеристики, касающиеся различных видов деятельности или их результатов. К нормативным документам относятся стандарты, нормы, правила, своды правил, регламенты, технологические инструкции, руководства по эксплуатации, положения и иные документы, соответствующие основному определению (в соответствии с ГОСТ Р 1.0-92)  |
| 62. ОАО МН | Юридическое лицо, предприятие, эксплуатирующее МН или его участок. Региональная управляющая организация системы МН (оператор магистральных нефтепроводов) |
| 63. Оператор системы нефтепроводного транспорта (магистрального нефтепровода) | Организация, осуществляющая эксплуатацию системы магистрального нефтепроводного транспорта (магистрального нефтепровода). Центральная управляющая организация системы МН |

Приложение В

(Справочное)

**ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ**

АВС - аварийно-восстановительная служба

АВП - аварийно-восстановительные пункты

ОАВП - опорный аварийно-восстановительный пункт

АВР - автоматическое включение резерва

АВР на ПОЗ - автоматическое включение резервного насосного агрегата на полностью открытую задвижку

АСУ - автоматизированная система управления

ЕАСУ - единая автоматизированная система управления

АСКИД - автоматизированная система контроля исполнения договоров на оказание транспортных услуг по поставкам нефти

БКНС - блочная комплектная насосная станция

ВВО - ведомственная военизированная охрана

ВИС - внутритрубный инспекционный снаряд

ГПС МВД - государственная пожарная служба Министерства внутренних дел

ГСМ - горючие смазочные материалы

ДПД - добровольная пожарная дружина

ДЭС - дизельная электростанция

ЗИП - запасные части, инструменты, принадлежности

ИВЦ - информационно-вычислительный центр

ИК - измерительный канал

ИТР - инженерно-технические работники

КЗ - контур заземления

КП - контрольный пункт

КИП - контрольно-измерительный пункт

КТП - комплектные трансформаторные подстанции

ЛВС - локальная вычислительная сеть

ЛПДС - линейная производственно-диспетчерская станция

ЛЧ - линейная часть

ЛЭП - линия электропередач

МН - магистральный нефтепровод

МДП - местный диспетчерский пункт

НА - насосный агрегат

НД - нормативная документация

НПС - нефтеперекачивающая станция

НПВ - нижний предел взрываемости

НПЗ - нефтеперерабатывающий завод

НУП - необслуживаемый усилительный пункт

ОАО МН - открытое акционерное общество магистральных нефтепроводов (см. п.62 термины и определения Приложение 1)

ОУП - обслуживаемый усилительный пункт

ОРУ - открытое распределительное устройство

ПДВ - предельно-допустимые выбросы

ПДК - предельно-допустимые концентрации

ПЛВА - план ликвидации возможных аварий

ПНБ - перевалочная нефтебаза

ПОР - проект организации работ

ППМН - подводный переход магистрального нефтепровода

ПСП - приемо-сдаточный пункт

ППН - пункт подогрева нефти

ПТУС - производственно-техническое управление связи

ПУЭ - правила устройства электроустановок

ПТБ - правила техники безопасности

ПТЭ - правила технической эксплуатации

ПЭЭП - правила эксплуатации электроустановок потребителей

РП - резервуарный парк

РСУ - ремонтно-строительное управление

РУМН - районное управление магистральных нефтепроводов

РДП - районный диспетчерский пункт

СДКУ - автоматизированная система диспетчерского контроля и

 управления транспортом нефти по магистральным нефтепроводам

СИЗ - средства индивидуальной защиты

СИ - средства измерения

СИКН - система измерения качества и количества нефти

СКЗ - станция катодной защиты

СКУТОР - автоматизированная система управления техническим обслуживанием и ремонтом объектов и сооружений магистральных нефтепроводов

СУПЛАВ - специализированные управления по предотвращению и ликвидации аварий

ССН - станция смешения нефти

ТОР - техническое обслуживание и ремонт

ТДП - территориальный диспетчерский пункт

ЦБПО - центральная база производственного обслуживания

ЦДП - центральный диспетчерский пункт

ЦСТОР - централизованная система технического обслуживания и ремонта

ЩСУ - щит управления

ЭХЗ - электрохимическая защита

Приложение Г

(Справочное)

**ПЕРЕЧЕНЬ**

**законодательных актов, стандартов, нормативно-технической документации, действующих в сфере эксплуатации магистральных нефтепроводов**

1. Закон РФ “О промышленной безопасности опасных промышленных объектов” принят Гос. Думой РФ от 21.07.1997 г. № 116-ПЗ.

2. Закон “О пожарной безопасности в РФ” принят Гос. Думой РФ от 21.12.94. № 69-ФЗ, редакция от 24.01.98

3. Закон РФ “Об акционерных обществах” принят Гос. Думой РФ 26.12.95 № 208-ФЗ, редакция от 24.05.99.

4. Закон РФ “О радиационной безопасности населения” принят Гос. Думой РФ 5.12.95.

5. Закон РФ “О лицензировании отдельных видов деятельности” принят Гос. Думой РФ 25.09.98 № 158-ФЗ, редакция от 27.11.98.

6. Закон РФ “О стандартизации” принят Верховным Советом РФ от 10.06.93. № 1554-1, редакция от 27.12.95.

7. Закон РФ “О сертификации продукции и услуг” принят Верховным Советом РФ от 10.06.93. № 5151-1, редакция 31.07.98.

8. Закон РФ “Об обеспечении единства измерений” принят Верховным Советом от 01.06.93. № 4872-1, редакция от 02.06.93.

9. Закон РФ об охране окружающей природной среды. Указ Президента № 2060-1 от 19.12.91.

10. Закон РФ “О ведомственной охране” одобрен Советом Федерации от 31.03.99. № 77-ФЗ.

11. Гражданский кодекс Российской Федерации принят Гос. Думой РФ часть I-ая от 30.11.94 № 51-ФЗ, редакция от 08.07.99, часть II-ая от 26.01.96 № 14-ФЗ.

12. Кодекс законов о труде в Российской Федерации (КЗОТ) (от 25.09.92 с изменениями и дополнениями от 1996 и 1997 г.г.).

13. Земельный кодекс РСФСР” № 1103-1 от 24.04.91.

14. Водный кодекс РФ, утв. Указом Президента РФ № 167-ФЗ от 18.11.95.

15. Об утверждении платы за загрязнение окружающей среды. Постановление Правительства РФ № 632 от 28.08.92.

16. Основы законодательства РФ по охране труда. Постановление № 5600-1 (от 06.08.93 с изменениями от 1995 г.).

17. Об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте. Постановление Правительства РФ № 263 от 10.03.99.

18. Правила подготовки нормативных правовых актов федеральных организаций исполнителей власти и их государственная регистрация. Постановление Правительства РФ от 13.08.1997 г. № 1009.

19. ГОСТ 8.326-89. ГСИ. Метрологическая аттестация средств измерений.

20. ГОСТ8.346-79. ГСИ. Резервуары стальные горизонтальные. Методы и средства поверки.

21. ГОСТ 8.513-84. Поверка средств измерений. Организация и порядок проведения.

22. ГОСТ 9.014-78. Временная противокоррозионная защита изделий. Общие требования.

23. ГОСТ 9.602-89. Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.

24. ГОСТ 12.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

25. ГОСТ 12.0.004-90. ССБТ. Организация обучения безопасности труда. Общие положения.

26. ГОСТ 12.1.004-91. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

27. ГОСТ 12.1.010-76. Взрывобезопасность. Общие требования.

28. ГОСТ 12.2.020-76. ССБТ. Электрооборудование взрывозащищенное. Классификация. Маркировка.

29. ГОСТ 12.3.018-79. ССБТ. Системы вентиляционные. Методы аэродинамических испытаний.

30. ГОСТ 12.3.047-98. ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.

31. ГОСТ 12.4.009-83. ССБТ. Пожарная техника для защиты объектов. Общие требования.

32. ГОСТ 12.4.026-76. ССБТ. Цвета сигнальные и знаки безопасности. С изм. 1, 2 от 12.1980, 10.1986).

33. ГОСТ 12.4.051-87. ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов слуха. Общие технические требования и методы испытаний.

34. ГОСТ 12.2.3.02-78. Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями.

35. ГОСТ 1510-84. Нефть и нефтепродукты. Упаковка, маркировка, транспортирование и хранение.

36. ГОСТ 2517-85. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб.

37. ГОСТ 2874-82. Вода питьевая. Гигиенические требования и контроль за качеством.

38. ГОСТ 3900-85. Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности.

39. ГОСТ 6370-83. Нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей.

40. ГОСТ 7512-82. Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод.

41. ГОСТ 9965-76. Нефть для нефтеперерабатывающих предприятий. Технические условия.

42. ГОСТ 14782-86. Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые.

43. ГОСТ 21534-76. Методы определения содержания хлористых солей.

44. ГОСТ 26976-86. Нефть и нефтепродукты. Методы измерения массы.

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

46. СНиП 2.03.11-85. Защита строительных конструкций от коррозии.

47. СНиП 2.04.12-86. Расчет на прочность стальных трубопроводов.

48. СНиП 2.04.03-85. Канализация. Наружные сети и сооружения.

49. СНиП 2.04.05-91\*. Отопление, вентиляция и кондиционирование.

50. СНиП 2.04.08-87. Газоснабжение.

51. СНиП 2.04.09-84. Пожарная автоматика зданий и сооружений.

52. СНиП 2.05.06-85\*. Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования.

53. СНиП 2.05.13-90. Нефтепродуктопроводы, прокладываемые на территории городов и других населенных пунктов.

54. СНиП 2.09.02-85. Производственные здания.

55. СНиП 2.09.03-85. Сооружения промышленных предприятий.

56. СНиП 2.11.03-93. Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы.

57. СНиП 2.11.04-85. Подземные хранилища нефти, нефтепродуктов и сжиженных газов.

58. СНиП 3.01.04-87. Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения.

59. СНиП 3.02.01-87. Земляные сооружения, основания и фундаменты.

60. СНиП 3.04.01-87. Изоляционные и отделочные покрытия.

61. СНиП 3.04.03-85. Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии. Правила производства и приемки работ.

62. СНиП 3.05.01-85. Внутренние санитарно-технические системы.

63. СНиП 3.05.02-88. Газоснабжение.

64. СНиП 3.05.03-85. Тепловые сети.

65. СНиП 3.05.04-85. Наружные сети и сооружения водоснабжения и канализации.

66. СНиП 3.05.05-84. Технологическое оборудование и технологические трубопроводы.

67. СНиП 3.05.05-85. Электротехнические устройства.

68. СНиП 3.05.07-85. Системы автоматизации.

69. СНиП II-89-80\*. Генеральные планы промышленных предприятий. 1995.

70. СНиП III-4-80. Техника безопасности в строительстве. Правила производства и приемки работ.

71. СНиП III-18-75. Металлические конструкции.

72. СНиП III-42-80\*. Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ.

73. СНиП 11-01-95. Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений и РДС.

74. СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений.

75. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение.

76. СН 452-73. Нормы отвода земель для магистральных трубопроводов.

77. ОСТ 102-51-85. Контроль неразрушающий. Сварные соединения трубопроводов. Радиографический метод.

78. ОСТ 39-130-81. Нефтепровод магистральный. Система обеспечения надежности. Основные положения.

79. ВНТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений. М, 1985.

80. ВНТП 2-86. Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов. - М.: Гипротрубопровод, 1987.

81. ВСН 004-88. Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация.

82. ВСН 006-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка.

83. ВСН 007-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Конструкции и балластировка.

84.ВСН 010-88. Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы (разработка АО “ВНИИСТ”) Утв. приказом Миннефиегазстроя от 27.12.88 № 375.

85.ВСН 011-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание.

86.ВСН 012-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемки работ. Части 1, 2. . - М.: ВНИИСТ, 1989.

87. ВСН 31-81. Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Министерства нефтяной промышленности. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1981.

88. ВППБ 01-05-99. Правила пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов (зарегистрированы ГУГПС МВД РФ, введены с 01.08.99).

89. НПБ 105-95. Определение категорий помещений и зданий по взрывопожароопасности.

90. НПБ 107-98. Определение категорий наружных установок пожарной опасности.

91. НПБ 220-96. Установки газового пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования и приемки.

92. Инструкция по инвентаризации источников выбросов вредных веществ в атмосферу предприятиями Миннефтегазпрома СССР. - Уфа: ВостНИИТБ, 1991.

93. Инструкция по контролю за состоянием поверхностных и подземных вод на объектах предприятий Миннефтепрома СССР. - Уфа: ВостНИИТБ, 1991.

94. Инструкция по контролю воздушной среды на газовзрывоопасных предприятиях. - М.: ВНИИОЭНГ, 1969.

95. Инструкция о порядке хранения, использования и учете взрывчатых материалов. - М.: Госгортехнадзор СССР, 1984.

96. Инструкция по применению, транспортированию, хранению и проверке качества пенообразователей ПО-1, ПО-1А, ПО-1Д. - М.: Химия, 1975.

97. Инструкция по учету нефти при её транспортировке. - Уфа: ИПТЭР, 1995, утв. 1.03.1995, АК “Транснефть”.

98. Методика определения остаточного ресурса трубопроводов с дефектами, определяемыми внутритрубными инспекционными снарядами. - М.: АК “Транснефть”, 1994.

99. Методика определения опасности дефектов труб по данным обследования внутритрубными профилемерами. - М.: АК “Транснефть”, 1997.

100. Методика определения опасности повреждений стенки труб магистральных нефтепроводов по данным обследования внутритрубными дефектоскопами. - М.: АК “Транснефть”, 1997.

101. "Методика определения технического состояния магистральных трубопроводов с трещиноподобными дефектами", М., АК “Транснефть”, ОАО ЦТД “Диаскан”, 1998.

102. Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах. - М.: АК “Транснефть”, 1996.

103. Методика расчета всасывающей способности центробежных насосов при перекачке нефти и нефтепродуктов.

104. Методическое руководство по оценке загрязнения земель. - М.: Минтопэнерго, 1996.

105. Методические указания по разработке правил и инструкций по охране труда (Минтруда России, от 01.07.93 № 129 с изменениями и дополнениями от 28.03.94 г.).

106. Методические указания по техническому обслуживанию и ремонту переходов воздушных линий электропередачи через водные преграды. - М.: СПО, ОРГРЭС, 1993.

107. МИ 1823-87. Вместимость стальных вертикальных цилиндрических резервуаров. Методика выполнения измерений геометрическим и объемным методами. - Казань: ВНИИР, 1987.

108. МИ 2240-92 Рекомендация. ГСИ. Анализ состояния измерений, контроля и испытаний на предприятии в организации, объединении. Методика и порядок проведения работы . - М.: ВНИИМС; 1992.

109. МИ 2153-91. Плотность нефти при учетно-расчетных операциях. Методика выполнения измерений ареометром.

110. Система организации работ по охране труда и промышленной безопасности на нефтепроводном транспорте (СОРОТ). - Москва, АК “Транснефть”, 2000.

111. Основы экологической безопасности объектов топливно-энергетического комплекса (проектирование, строительство, эксплуатация). - М.: Минтопэнерго России, 1995.

112. Правила аттестации специалистов неразрушающего контроля. Утв. Постановлением Госгортехнадзора России № 21 от 19.08.92. Внесены изменения в 1995 г.

113. Правила аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства (Постановление Госгортехнадзора России № 63 от 30.10.98).

114. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, РД 08-200-98. Утв. Постановлением Госгортехнадзора России № 24 от 09.04.98, введены с 01.09.98.

115. Правила безопасности при перевозке опасных грузов железнодорожным транспортом (от 16.08.94).

116. Правила безопасности при работе с инструментами и приспособлениями, Утв. Минэнерго СССР 30.04.85 с изменениями 1991 и 1993 г.г.).

117. Правила безопасности при сборе, подготовке и транспортировании нефти и газа на предприятиях нефтяной промышленности. - М: Миннефтепром, 1986.

118. Правила безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов. - М.: Недра, 1989.

119. Правила капитального ремонта подземных трубопроводов(РД 39-00147105-015-98) - Уфа: ИПТЭР, 1998.

120. Правила охраны магистральных трубопроводов. Утв. Минтопэнерго, 1992.

121. Правила охраны поверхностных вод от загрязнения сточными водами. - М.: Изд. Юридическая литература, 1978.

122. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации(ППБ-01-93). - М.:МВД РФ, 1995.

123. Правила пожарной безопасности при производстве строительно-монтажных работ. ППБ 05-9/86. - М.: ГУПО МВД СССР, 1986.

124. НПБ 107-97. Определение категорий наружных установок по пожарной опасности.

125. Правила перевозки взрывчатых материалов автомобильным транспортом.(РД 13-78-94). - М.: НПО “ОБТ”, 1995.

126. Правила техники безопасности при строительстве магистральных стальных трубопроводов. - М.: Недра, 1972.

127. Правила технической эксплуатации первичных сетей взаимоувязанной сети связи Российской Федерации. - М.: Госкомсвязи России, 1998.

128 Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. - АО “Энергосервис” 1994

129. Правила технической эксплуатации и ремонта средств автоматики, телемеханики и контрольно-измерительных приборов на МН. - М., Главтранснефть, 1976 г.

130. ПБ 10-115-96. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. Утв. постановлением Госгортехнадзора России 18.04.95. С изм. № 1 от 1997 г.

131. ПБ 10-14-92. Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов. - М.: НПО ОБТ, 1995.

132. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов. Утв. постановлением Госгортехнадзора России 28.05.93г № 12. С изм. № 1 от 1996 г.

133. ПБ 03-108-96. Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов. Утв. постановлением Госгортехнадзора России № 11 от 02.03.95.

134. Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды (РД 03-75-94). Утв. постановлением Госгортехнадзора России от 18.07.94 с изм.№ 1 от 1997 г.

135. Правила устройства электроустановок (ПУЭ 6-е издание).

136. Правила эксплуатации электроустановок потребителей. Утв. Главгосэнергонадзором 31.03.92 г. с изменениями и дополнениями от 30.09.1993 г. № 42-6/8-ЭТ и от 14 ноября 1994 г. № 42-6/34-ЭТ.

137. Правила обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты. Утв. постановлением Минтруда России от 18.12.98 г. № 51.

138. ПБ 13-01-92. Единые правила безопасности при взрывных работах. Утв. постановлением Госгортехнадзора России от 24.03.92 с изменениями от 1995 г.

139. ПР 50.2.002-94. Правила по метрологии. ГСОЕИ. Порядок осуществления государственного метрологического надзора за выпуском, состоянием и применением средств измерений, аттестованными методиками выполнения измерений, эталонами и соблюдением метрологических правил и норм.

140. Положение по контролю за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу на объектах предприятий Миннефтегазпрома СССР - Уфа: ВостНИИТБ, 1990.

141. Положение о повышении квалификации руководящих работников и специалистов предприятий топливно-энергетического комплекса по безопасному ведению работ и охране труда Российской Федерации. Утв. МТЭ РФ 04.04.94.

142. Положение о порядке подготовки и аттестации работников организации, эксплуатирующих опасные производственные объекты, подконтрольные Госгортехнадзору России. Утв. постановлением Госгортехнадзора России № 2 от 11.01.99 г.

143. Положение о порядке проведения государственной экологической экспертизы. Утв. постановлением Правительства РФ № 698 от 11.06.96, приказ Минтопэнерго России № 154 от 02.07.96.

144. Положение о расследовании и учете несчастных случаев на производстве. Утв. постановлением Правительства РФ от 11.03.99 № 279.

145. Положение о порядке разработки и утверждения правил и инструкций по охране труда. Утв. Минтруда России от 01.07.93 № 129 с изменениями и дополнениями от 28.03.94.

146. Положение о порядке передачи, рекультивации земель землепользователям предприятиями, разрабатывающими месторождения полезных ископаемых и торфа, проводящими геологоразведочные, изыскательские работы, связанные с нарушением почвенного покрова. Утв. Министерством сельского хозяйства СССР 18 февраля 1997.

147. Положение о планово-предупредительном ремонте средств электрохимической защиты нефтепроводов. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1979.

148. Положение о службе охраны труда, техники безопасности, пожарной и военизированной охраны акционерной компании по транспорту нефти “Транснефть”. Утв. АК “Транснефть” 09.09.93.

149. Положение о службе электрохимической защиты нефтепроводов от коррозии в нефтепроводных управлениях ГТН. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1977.

150. РД 01-03-92. Положение о разработке, согласовании и пересмотре руководящих документов. Утв. постановлением коллегии Госгортехнадзора России № 4 от 04.06.92, уточнено в 1995 г.

151. РД 03.131-97. Правила организации и проведения акустико - эмиссионного контроля сосудов, аппаратов котлов и технологических трубопроводов. Утв. постановлением Госгортехнадзора России № 44 от 11.11.96.

152. РД 03-26-93. Положение о порядке выдачи специальных разрешений (лицензий) на виды деятельности (объектов) и работ, а также с обеспечением безопасности при пользовании недрами. Утв. постановлением Госгортехнадзора России № 20 от 03.07.93. Внесены дополнения в приложение № 2 в 1993,1994 г.г.

153. РД 03-85-95. Правила сертификации поднадзорной продукции для потенциально опасных промышленных производств, объектов и работ. Утв. постановлением Госгортехнадзора России № 5 от 02.02.95.

154. РД 08-95-95. Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных и цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов Утв. постановлением Госгортехнадзора РФ № 38 от 25.07.95.

155. РД 08-120-96. Методические указания по проведению анализа риска опасных промышленных объектов. Утв. постановлением Госгортехнадзора № 29 от 12.07.96 г.

156. РД 08-183-98. Порядок оформления и хранения документации, подтверждающей безопасность величины максимально разрешенного рабочего давления при эксплуатации объекта магистрального трубопровода. Утв. постановлением Госгортехнадзора России № 8 от 11.02.98 г.

157. РД 08-204-98. Порядок уведомления и представления информации территориальным органам Госгортехнадзора России об авариях и опасных условиях эксплуатации на объектах магистрального трубопроводного транспорта газа и опасных жидкостей.

158. РД 08-293-99. Положение о порядке технического расследования причин аварий на опасных производственных объектах. Утв. постановлением ГГТН РФ № 40, от 8.06.99 г.

159. РД 09-102-95. Методические указания по определению остаточного ресурса потенциально опасных объектов, поднадзорных Госгортехнадзору России. Утв. постановлением Госгортехнадзора России № 57 от 17.11.95 г.

160. РД 16.407-95. Электрооборудование взрывозащищенное. Ремонт. - М.: АОЗТ “ЦКТБЭР”, 1995.

161. РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. - М.: ВНИИГ им. Б.Е. Веделеева, 1987.

162. РД 34.35.302-90. Типовая инструкция по организации и производству работ в устройствах релейной защиты и электроавтоматики электростанций и подстанций. - М.: СПО Союзтехэнерго, 1991.

163. РД 34.46.302-89. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов. - М.: СПО Союзтехэнерго, 1989.

164. РД 39-0137095-003-87. Автоматизация и телемеханизация магистральных нефтепроводов при создании безлюдной технологии. 1987.

165. РД 39Р-0137823-0001-89. Инструкция по применению ленты поливинилхлоридной изоляционной ЛПИ в составе комбинированных покрытий.

166. РД 39-0147102-316-86. Методика определения параметров, режимов и схемы снятия остаточных напряжений в заваренных коррозионных язвах и механических повреждениях. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1986.

167. РД 39-0147103-303-88Р. Рекомендации по расчету продольных перемещений прямолинейных и упругоискривленных трубопроводов в неоднородных грунтах. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1988.

168. РД 39-0147103-314-88. Методика расчета и проектирования системы виброизоляции блочной насосной станции (БНС).

169. РД 39-147103-345-86. Инструкция по контролю при строительстве, приемке и эксплуатации подводных переходов магистральных нефтепроводов. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1986.

170. РД 39-0147103-345-89. Методика определения потерь нефти при техническом обслуживании и ремонте МН. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1989.

171. РД 39-0147103-347-89. Инструкция на тех. процесс приборного обследования и подводных переходов трубопроводов и кабелей связи. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1989.

172. РД 39-0147103-354-89. Типовое положение о лаборатории, производящей анализы нефти при приемо-сдаточных операциях. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1989.

173. РД 39-0147103-359-89. Инструкция на тех. процесс капитального ремонта нефтепроводов с заменой изоляционного покрытия и одновременным заглублением переукладки в новую траншею. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1989.

174. РД 39-0147103-360-89. Инструкция по безопасному ведению сварочных работ при ремонте нефте- и продуктопроводов под давлением. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1989.

175. РД 39-0147103-360-86. Инструкция по выбору и нанесению покрытий “Пластобит” на наружную поверхность МН. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1986.

176. РД 39-0147103-361-86. Методика по выбору параметров труб и поверочного расчета линейной части МН на малоцикловую прочность. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1986.

177. РД 39-0147103-364-86. Технологический процесс заварки коррозионных язв металла труб нефтепроводов под давлением до 5,5 МПа. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1986.

178. РД 39-0147103-370-86. Нормы на проектирование капитального ремонта подводных переходов. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1987.

179. РД 39-0147103-372-86. Инструкция по обследованию коррозионного состояния магистральных нефтепроводов. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1993.

180. РД 39-147103-385-87 Правила технической эксплуатации металлических резервуаров и инструкции по их ремонту. - М.: Недра, 1988.

181. РД 39-0147103-387-87. Методика определения трещиностойкости материала труб нефтепроводов. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1987.

182. РД 39-0147103-394-87Р. Руководство по технологическому процессу капитального ремонта трубопроводов прокладкой трубопровода меньшего диаметра внутри прямолинейных участков перехода через естественные и искусственные препятствия. - Уфа: ВИИСПТнефть, 1987.

183. РД 39-0147103-400-87. Методика определения затрат времени и объемов сокращения перекачки при проведении плановых работ на действующих объектах МН. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1987.

184. РД 39-00147105-004-94. Инструкция по применению и нанесению покрытия “Пластобит-40” на наружную поверхность магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов при строительстве и капитальном ремонте.

185. РД 39-00147105-005-94. Инструкция по применению тяжелых продуктов нефтепереработки в качестве грунтовки.

186. РД 39-00147105-006-97. Инструкция по рекультивации земель, нарушенных и загрязненных при аварийном и капитальном ремонте магистральных нефтепроводов.

187. РД 39-00147105-008-96. Инструкция по применению новых конструкций изоляционных покрытий и грунтовых композиций при ремонте нефтепроводов.

188. РД 39-00147105-009-96. Инструкция по перекрытию внутренней полости нефтепроводов тампонами - герметизаторами из резинокордной оболочки.

189. РД 39-00147105-011-97. Табель технического оснащения служб капитального ремонта МН. - Уфа: ИПТЭР, 1997.

190. РД 153.39.4-143-99. Табель технического оснащения нефтепроводных предприятий ОАО АК “Транснефть” для восстановления трубопровода и ликвидации аварийного разлива нефти при авариях на подводных переходах МН. - М.: ОАО АК “Транснефть”, 1999.

191. РД 39-00147105-016-98. Методика расчета прочности и устойчивости ремонтируемых линейных участков магистральных нефтепроводов с учетом дефектов, обнаруженных при диагностическом обследовании. - Уфа, ИПТЭР, 1998 .

192. РД 39-00148317-001-94. Классификатор основных помещений зданий нефтяной и газовой промышленности по взрывопожароопасности.- ВНИИТБ, ВНИПИтрансгаз, ВНИПИгаздобыча, 1988.

193. РД 39-016-90. Положение о воздушном патрулировании магистральных нефтепроводов. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1990.

194. РД 39-025-90. Норматив-табель технического оснащения аварийно-восстановительных пунктов магистральных нефте- и продуктопроводов. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1990.

195. РД 39-042-90. Инструкция по ремонту трубопроводов и резервуаров с помощью полимерных клеевых композиций. - Уфа: ВНИИСПТНефть, 1990.

196. РД 39-075-91. Инструкция по врезке отводов к магистральным нефтепроводам под давлением. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1990.

197. РД 39-5-541-81. Автоматизированная система управления магистральным транспортированием нефти. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1981.

198. РД 39-10/02-0005-89. Методические указания. Контроль точности результатов измерений физико-химических показателей нефти в аналитических лабораториях. - Уфа; ВНИИСПТнефть, 1990.

199. РД 39-22-272-79. Инструкция по составлению планов ликвидации возможных отказов (аварий) на магистральных нефтепроводах. - Баку: ВНИИТБ, 1979.

200. РД 39-23-954-83. Инструкция по технологии удаления отложения парафина с помощью компонентов бензина. - Уфа: БашНИПинефть, 1983.

201. РД 39-30-39-78. Методика гидравлического расчета подводящих нефтепроводов насосов НПС с резервуарными парками.

202. РД 39-30-49-78. Положение о регламенте технологических режимов эксплуатации МН. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1978.

203. РД 39-30-75-78. Правила приемки в эксплуатацию нефтеперекачивающих станций магистральных нефтепроводов в блочно-комплектном исполнении (БКНС). - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1978.

204. РД 39-30-85-78. Правила эксплуатации очистных сооружений нефтебаз, наливных пунктов и перекачивающих станций магистральных нефтепроводов. – Уфа, ВНИИСПТнефть, 1978.

205. РД 39-30-130-79. Методика теплового и гидравлического расчета магистральных трубопроводов при стационарных и нестационарных режимах перекачки ньютоновских и неньютоновских нефтей в различных климатических условиях.

206. РД 39-30-360-80. Методика определения периодичности профилактического обслуживания МН. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1980.

207. РД 39-30-437-80. Система технического обслуживания и ремонта приборов, средств автоматики и телемеханики магистральных нефтепроводов. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1981.

208. РД 39-30-497-85. Методические указания по классификации подводных переходов нефтепроводов при техническом обслуживании и ремонте. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1986.

209. РД 39-30-499-80. Положение о техническом обслуживании и ремонте линейной части магистральных нефтепроводов. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1981.

210. РД 39-30-553-81. Табель технического оснащения служб электрохимической защиты нефтепроводных управлений. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1981.

211. РД 39-30-859-83. Правила испытания линейной части действующих магистральных нефтепроводов. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1983.

212. РД 39-30-1060-84. Инструкция по обследованию технического состояния подводных переходов магистральных нефтепроводов. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1991.

213. РД 39-30-1061-84. Методика расчета нестационарных технологических режимов работы неизотермических теплоизолированных магистральных трубопроводов при различных способах прокладки их в районах распространения многолетних мерзлых грунтов.

214. РД 39-30-1197-84. Инструкция по обследованию технического состояния участков нефтепроводов, проложенных на болотах. - Уфа, ВНИИСПТнефть, 1985.

215. РД 39-110-91. Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах. - Уфа: ИПТЭР, 1992.

216. РД 78.145-93. Системы и комплексы охранной, пожарной и охраннопожарной сигнализации. Правила производства и приемки работ. МВД России. -М., 1993.

217. РД 78.147-93. Единые требования по технической укрепленности и оборудованию сигнализацией охраняемых объектов МВД России, 1993.

218. РД 102-011-89. Охрана труда. Организационные методические документы.

219. РД 153-39ТН-008-96. Руководство по организации эксплуатации и технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений НПС.

220. РД 153-39ТН-009-96. Положение о системе технического обслуживания и ремонта электроустановок магистральных нефтепроводов (в 2-х частях). Уфа: ИПТЭР 1997.

221. РД 153-39ТН-010-96. Дефектоскопия валов магистральных нефтяных насосов. Уфа: ИПТЭР 1997.

222. РД 153-39-019-97. Методические указания по определению технологических потерь нефти на предприятиях нефтяных компаний Российской Федерации.

223. РД 153-39-029-98 “Нормы периодичности обследования магистральных трубопроводов внутритрубными инспекционными снарядами”, М. АК “Транснефть”, ОАО ЦТД “Диаскан”, 1998.

224. РД 153-39-030-98 Методика ремонта дефектных участков нефтепроводов по результатам внутритрубной диагностики, М., АК “Транснефть”, 1998.

225. РД 153-39.4-035-99 “Правила технической диагностики магистральных нефтепроводов внутритрубными инспекционными снарядами”. - АК “Транснефть”, ОАО ЦТД “Диаскан”, 1998.

226. РД 153-39.4-042-99. Инструкция по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерения количества и показателей качества нефти. Утв. приказом Минтопэнерго № 113 от 14.04.2000.

227. Рекомендации по метрологии. Нормируемые метрологические характеристики анализаторов нефти. Нормы точности измерений. - М. - Казань; ВНИИР - ЗАО “Центр”.

228. Система организации работ по охране труда и промышленной безопасности на нефтепроводном транспорте (СОРОТ). - М.: АК “Транснефть”, 2000.

229. ТД 33.337-98 Технология проведения работ по композитно-муфтовому ремонту магистральных нефтепроводов. - М. АК “Транснефть”, ОАО ЦТД “Диаскан”, 1998.

230. ТД 20.425-98 “Технология проведения работ по дефектоскопии магистральных нефтепроводов магнитным диагностическим комплексом”, М., АК “Транснефть”, ОАО ЦТД “Диаскан”, 1998.

231. ТД 20743-98. Положение о проведении работ по очистке внутренней полости магистральных нефтепроводов. - М.: АК “Транснефть”, ОАО ЦТД “Диаскан, 1998.

232. ТД 23.441-98 “Комплексная технология акустико-эмиссионного и ультразвукового контроля стенок стальных резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов”. - М.: ОАО ЦТД “Диаскан”, 1998.

233. ТД 23.272-97 “Положение о проведении работ по диагностированию резервуаров для хранения нефти”. - М.: АК “Транснефть”, 1997.

234. Типовая инструкция по общим правилам безопасности при проведении огневых работ на предприятиях нефтепродуктообеспечения (ТОИ Р-112-15-95).

235. Типовая инструкция по организации безопасного проведения газоопасных работ на предприятиях нефтепродуктообеспечения (ТОИ Р-112-17-95).

236. Типовая инструкция по охране труда предприятий нефтепродуктообеспечения (ТОИ Р-112-18-95).

237. ТИ 34-70-054-86. Типовая инструкция по техническому обслуживанию и капитальному ремонту ВЛ напряжением 0,38-20 кв. - М.: СПО Союзтехэнерго, 1990.

238. Типовая инструкция по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35-800 кв. - М.: ОРГРЭС, 1991.

239. Типовые требования. Системы измерения количества и качества нефти для учетных операций при транспортировке нефти. Утв. АК “Транснефть” 2.03.99 г.

240. Типовые отраслевые нормы (ТОН) бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам предприятий нефтяной и газовой промышленности. Утв. Госкомтруда СССР и ВЦСПС от 18.08.80 г. № 241/II-9 с дополнениями и изменениями (Постановление от 21.08.85 г. № 289/II- 8).

Приложение Д

(Справочное)

**Классификация помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности (по ВППБ 01-05-99)**

Таблица Д.1

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование помещений и наружных установок | Категории помещений НПБ-105-95 | Класс взрыво-пожаро-опасных зон (ПУЭ) | Категория и группа взрыво-пожаро-опасной смеси (ГОСТ 12.1.011.078) | Примечание |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| *I. Основные производственные помещения и наружные установки* |
| 1. Резервуары для нефти, нефтеловушки | - | В-1г1,2 | IIА-ТЗ |  |
| 2. Насосные станции по перекачке нефти | А | В-Iа2 | IIА-ТЗ |  |
| 3. Помещения манифольдных узлов регулирования, ТПУ, блоков контроля качества нефти | А | В-Iа2 | IIА-ТЗ |  |
| 4. Железнодорожные сливо-наливные эстакады для нефти и нефтепродуктов | - | B-Iг1, 2 | IIА-ТЗ |  |
| 5. Сливо-наливные причалы и пирсы для нефти и нефтепродуктов | - | B-Iг1, 2 | IIA-ТЗ |  |
| 6. Установки подогрева нефти (трубчатые печи) | - | B-Iг1, 2 | IIА-ТЗ |  |
| 7. Тоннели для нефтепроводов | - | B-Iа2 | IIA-ТЗ |  |
| 8. Вытяжные вентиляционные камеры взрывопожароопасных зон | По категориям обслуживаемых помещений |
| 9. Приточные вентиляционные камеры в отдельных помещениях при наличии на воздуховодах обратных клапанов | Д | Норм. | - |  |
| 10. Узлы задвижек, технологические колодцы, ТПУ открытого типа | - | B-Iг1, 2 | IIA-ТЗ |  |
| *II. Канализационные и очистные сооружения* |
| 11. Канализационные насосные станции для неочищенных стоков |  |  |  |  |
| а) в зданиях | А | В-1а2 | IIA-ТЗ |  |
| б) открытые | - | В-1г1,2 | IIА-ТЗ |  |
| 12. Канализационные насосные станции для очищенных стоков: |  |  |  |  |
| а) в зданиях | Д | П-I | - |  |
| б) открытые | - | П-11 | - |  |
| 13. Канализационные насосные станции для уловленной нефти и осадков с очистных сооружений | А | В-Ia2 | IIA-ТЗ |  |
| 14. Буферные резервуары для балластных вод | - | B-Ia2 | IIA-ТЗ |  |
| 15. Нефтеловушки: |  |  |  |  |
| а) закрытые | А | B-Ia2 | IIA-ТЗ |  |
| б) открытые | - | B-Iг2 | IIA-ТЗ |  |
| 16. Резервуар-отстойник для балластных вод | - | B-Iг2 | IIA-ТЗ |  |
| 17. Песколовки | - | B-Iг2 | IIA- ТЗ |  |
| 18. Комплексы механической очистки: |  |  |  |  |
| а) отстойники | А | B-Iг1,2 | IIA-ТЗ |  |
| б) фильтры | ВЗ | П-I | - |  |
| 19. Флотационные установки: |  |  |  |  |
| а) в зданиях | ВЗ | П-I | - |  |
| б) открытые | - | П-III | - |  |
| 20. Отделение окислительных колонок и дозировочных насосов, реагентные и контактные резервуары для обезжиривания стоков | Д | П-I | - |  |
| 21. Резервуары для очищенных стоков | - | Норм. | - |  |
| 22. Иловые площадки для промышленных ливневых стоков и шлаконакопителей | - | П-III | - |  |
| 23. Биологические пруды | - | П-III |  |  |
| *III. Топливно-заправочные пункты (ТЗП)* |
| 24. Помещения ТЗП | А | B-Iа2 | IIA-ТЗ |  |
| 25. Подземные резервуары для топлива | - | В-Iг1, 2 | IIА-ТЗ |  |
| 26. Стояки бензовозов при сливе топлива и смотровые колодцы подземных резервуаров | - | В-1г1, 2 | IIА-ТЗ |  |
| 27. Топливозаправочные колонки | - | В-Iг1, 2 | IIA-ТЗ |  |
| *IV. Вспомогательные объекты* |  |  |  |  |
| 28. Материальные склады: |  |  |  |  |
| а) при отсутствии горючих материалов и горючей упаковки | Д | Норм. | - |  |
| б) при наличии горючих материалов и горючей упаковки | В3-В4 | П-IIа | - |  |
| 29. Склады баллонов с горючими газами | А | B-Iа2 | IIA-ТЗ |  |
| 30. Механические, сборочные, заготовительные цехи и участки | Д | Норм. | - |  |
| 31. Кузнечные, термические, сварочные цехи и участки | Г | Норм. | - |  |
| 32. Покрасочные отделения, краскоприготовительные участки | А | B-Iа2 | IIA- ТЗ |  |
| 33. Деревообрабатывающие цехи и участки | B1-B2 | П-II | - |  |
| 34. Закрытые стоянки автотранспорта | В | В-1б3 | - |  |
| 35. Аккумуляторные: |  |  |  |  |
| а) зарядные агрегаты в одном помещении с аккумуляторной | См. примечание 5 | В-1б2 | 11С-Т1 |  |
| б) помещения зарядных агрегатов | –”– | В-1б2 | IIC-Т1 |  |
| в) зарядные агрегаты в изолированном помещении | Д | норм. | - |  |
| 36. Котельные | Г | Норм. | - |  |
| 37. Лаборатории: |  |  |  |  |
| а) приемочные | А | В-1а2 | IIA-ТЗ |  |
| б) весовые, титровальные | А | В-1а2 | IIA-ТЗ |  |
| в) комнаты анализов | Г | норм. | - |  |
| 38. Телефонные станции, радиоузлы, коммутаторы связи, электрощитовые, операторные КИПиА и т.п. помещения | Д | Норм. | - |  |
| 39. Закрытые распредустройства, трансформаторные подстанции с содержанием масла в единице оборудования более 60 кг | В3-В4 | Норм. | - |  |
| 40. Пожарные насосные станции с дизелем | Г | Норм. | - |  |
| 41. Склады пенообразователя, очистные сооружения хозфекальных стоков | Д | Норм. | - |  |
| *Примечания* - 1. Категория помещения и класс зоны могут быть уточнены расчетом в соответствии с НПБ 105-95 и ПУЭ. Например, категории помещений канализационных насосных станций для неочищенных стоков, отстойники, покрасочные отделения, приемные и весовые лаборатории можно снизить путем устройства в них аварийной вентиляции, определяя кратность её воздухообмена по методике НПБ 105-95.2. В графе 3 над чертой приведен класс взрывоопасной зоны по ПУЭ-86, а под чертой - по новой окончательной редакции главы 7.3 ПУЭ (7-го издания).3. Размеры взрывоопасной зоны и её класс уточняются в соответствии сп.7.3.8 и п.п. 7.3.47 и 7.3.49 проекта главы 7.3 ПУЭ (7-го издания).4. Категория и группа взрывоопасной смеси для дизельного топлива IIB-ТЗ.5. Помещения аккумуляторных относятся к категории Д или В4 при условии оборудования их аварийной вентиляцией с её пуском от автоматических газоанализаторов. Кратность воздухообмена аварийной вентиляции следует определять по НПБ 105-95. |

Приложение Е

(Справочное)

**Рекомендуемые минимальные и максимальные защитные потенциалы**

Таблица Е.1 - **Минимальные защитные потенциалы**

|  |  |
| --- | --- |
| Условия прокладки и эксплуатации трубопровода | Минимальный защитный потенциал (В) относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения |
| Поляризационный | С омической составляющей |
| 1 | 2 | 3 |
| Грунты с удельным электрическим сопротивлением не менее 10 Омм и содержанием водорастворимых солей не более 1 г на 1 кг грунта и при температуре транспортируемого продукта не более 293 К (20 °С) | Минус 0,85 | Минус 0,9 |
| Грунты с удельным электрическим сопротивлением менее 10 Омм и содержанием водорастворимых солей более 1 г на 1 кг грунта, или опасном влиянии блуждающих токов промышленной частоты (50 Гц) и постоянных токов, или при возможной микробиологической коррозии, или при температуре транспортируемого продукта не более 293 К (20 °С) | Минус 0,95 | Минус 1,05 |

Таблица Е.2 - **Максимальные защитные потенциалы**

|  |  |
| --- | --- |
| Условия прокладки и эксплуатации трубопровода | Минимальный защитный потенциал (В) относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения |
| Поляризационный | С омической составляющей |
| 1 | 2 | 3 |
| При прокладке трубопровода с температурой транспортируемого продукта выше 333 К (60 °С) в грунтах с удельным сопротивлением менее 10 Омм, при подводной прокладке трубопровода с температурой транспортируемого продукта выше 333 К (60 °С) | Минус 1,1 | Минус 1,05 |
| При прокладке во всех других условиях трубопроводов:- с битумной изоляцией ;- с полимерной изоляцией | Минус 1,15Минус 1,15 | Минус 2,50Минус 3,50 |

Приложение Ж

(Справочное)

**Нормы планово-предупредительного технического обслуживания и ремонта средств ЭХЗ**

Таблица Ж.1

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование средств ЭХЗ | Количество единиц, шт. | Периодичность выполнения, месяц |
| Технического обслуживания | Текущего ремонта | Капитального ремонта |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1. Установка катодной защиты | 1 | 1 | 6 | 24 |
| 2. Установка дренажной защиты | 1 | 1 | 6 | 24 |
| 3. Катодные выводы и контрольно-измерительные пункты | 1 | - | 6 | 96 |
| 4. Установка протекторной защиты (поляризованной протекторной защиты) | 11 | -6 | 126 | Срок определяется по величине тока отдачи протекторов и данных электрометрических измерений |