ПРАВИЛА ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
ПО СБОРУ, ПОДГОТОВКЕ
И ТРАНСПОРТУ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ
ВНИИСПТнефть

СОГЛАСОВАНЫ
с ГУПО МВД СССР
30 декабря 1977 г.

УТВЕРЖДЕНЫ
Первым заместителем министра
нефтяной промышленности
14 декабря 1978 г.

ПРАВИЛА ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

РД 39-30-114-78



МОСКВА·НЕДРА·1979

УДК 622.692.4.004.5(083.96)

Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов. М., «Недра», 1979, 159 с.

Правила устанавливают и регламентируют порядок управления и организацию эксплуатации магистральных нефтепроводов.

В Правилах приведены общие положения о магистральных нефтепроводах; изложены требования, предъявляемые к эксплуатации линейной части нефтепроводов, нефтеперекачивающих станций, баз приема и отгрузки нефти, пунктов подогрева и станций смешения нефти, систем защиты от статического электричества и молниезащиты, установок защиты от коррозии, автоматизированных систем управления (АСУ технологическими процессами и производством) транспортом нефти, объектов производственно-технологической связи. Даны порядок, организация и требования к операциям по приему, транспортированию и поставкам нефти. Изложены принципы обеспечения надежности объектов магистральных нефтепроводов и охраны окружающей среды.

Настоящие Правила разработаны Всесоюзным научно-исследовательским институтом по сбору, подготовке и транспорту нефти и нефтепродуктов (ВНИИСПТнефть), Главным управлением по транспортированию и поставкам нефти (Главтранснефть) и Управлением Урало-Сибирскими магистральными нефтепроводами (УУСМН) Министерства нефтяной промышленности.

С выходом в свет настоящих Правил действие «Правил технической эксплуатации магистральных трубопроводов для перекачки нефти и нефтепродуктов», утвержденных Главнефтеснабом РСФСР 15 ноября 1961 г., в части, касающейся магистральных нефтепроводов, прекращается. Настоящие Правила введены в действие приказом Миннефтепрома от 2 марта 1979 г.

СОСТАВИТЕЛИ: ДОКТ. ТЕХН. НАУК К. Е. РАЩЕПКИН, КАНД. ТЕХН. НАУК А. Г. ГУМЕРОВ, И. С. ОВЧИННИКОВ, КАНД. ТЕХН. НАУК А. Н. ЛЕВЕНЦОВ, КАНД. ТЕХН. НАУК Л. С. МАСЛОВ, Р. Ш. ШАГИСУЛТАНОВА, В. Х. ГАЛЮК, Н. А. ЛИВКИН, В. Д. ЧЕРНЯЕВ, А. Г. ЗУБАИРОВ, С. А. КАТУНЯН, С. П. ЛЕБЕДИЧ.

П $\frac{30805-429}{043(01)-79}$ БЗ 20—17—79 3608000000

© Издательство «Недра», 1979

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

ОБЛАСТЬ И ПОРЯДОК ПРИМЕНЕНИЯ ПРАВИЛ

1.1. Настоящими Правилами устанавливаются:

состав, нормы и требования к технологии, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации сооружений, оборудования магистральных нефтепроводов, правила безопасности;

единый порядок приема товарной нефти от поставщиков и передачи ее потребителям;

организация работы персонала и меры безопасности при транспортировании товарной нефти по магистральным нефтепроводам.

1.2. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов распространяются на проектируемые, строящиеся, реконструируемые и действующие магистральные нефтепроводы и являются обязательными для всех предприятий и организаций Министерства нефтяной промышленности, в ведении которых находятся магистральные нефтепроводы.

1.3. На основе настоящих Правил, с учетом проектных решений, инструкций заводов-изготовителей, действующих правил, норм и положений Управлениями магистральными нефтепроводами (УМН), Производственными объединениями магистральных нефтепроводов (ПОМН) должны быть составлены производственные инструкции, технологические регламенты и другая документация.

Перечень необходимой документации определяется УМН (ПОМН) и утверждается главным инженером.

В перечне должно быть указано, кем разрабатываются и утверждаются документы. Переутверждение документов производится по мере необходимости, но не реже одного раза в три года.

1.4. Каждый работник на порученном ему участке несет персональную ответственность за соблюдение требований «Правил технической эксплуатации магистральных нефтепроводов» (ПТЭ МН) в пределах возложенных на него обязанностей.

1.5. Нарушение ПТЭ МН влечет за собой ответственность в установленном порядке в зависимости от степени и характера нарушения.

ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА И ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ РАБОТНИКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

1.6. К магистральным нефтепроводам относятся трубопроводы с комплексом подземных, наземных и надземных сооружений, предназначенных для транспортирования товарной нефти на расстояние более 50 км.

Магистральный нефтепровод включает линейную часть, головную и промежуточные нефтеперекачивающие станции, базы приема и отгрузки нефти, пункты подогрева нефти и станции смешения нефтей.

1.7. Границы магистрального нефтепровода и участков обслуживания определяются по задвижкам, разделяющим поставщика и получателя.

1.8. УМН (ПОМН) является основным звеном нефтепроводного транспорта. Его деятельность строится на сочетании централизованного руководства и инициативы предприятий.

УМН (ПОМН) используя закрепленное в его оперативном управлении и пользовании государственное имущество, осуществляет силами своего коллектива, под руководством Главного управления по транспортированию и поставкам нефти, производственную деятельность (прием, хранение, транспортирование и поставку нефти) в соответствии с народнохозяйственным планом, на основе хозяйственного расчета, выполняет обязанности и пользуется правами, связанными с этой деятельностью, имеет самостоятельный баланс и является юридическим лицом.

УМН (ПОМН) входит в состав Главного управления по транспортированию и поставкам нефти.

Структурные подразделения, функциональные отделы УМН (ПОМН) создаются с учетом конкретных

особенностей каждого нефтепровода на основе типовой структуры УМН (ПОМН), утвержденной Миннефтепромом.

1.9. УМН (ПОМН) обеспечивает реализацию производственных планов, техническое обслуживание и ремонт сооружений и оборудования магистральных нефтепроводов в составе:

линейной части с линейными сооружениями нефтепроводов;

основных и вспомогательных насосов, технологических трубопроводов, резервуарных парков;

электротехнического оборудования (электродвигатели, электроподстанции, линии электропередач, внутренние электросети, системы заземляющей сети, защита от статического электричества и молниезащита);

средств защиты магистральных нефтепроводов от коррозии;

средств автоматики, телемеханики и вычислительной техники;

систем водоснабжения, теплоснабжения, вентиляции, канализации и др.;

спецтехники, автотранспорта и других механизмов и оборудования, вспомогательных сооружений;

производственных зданий, жилищно-коммунальных и культурно-бытовых объектов.

1.10. Организация эксплуатации сооружений и оборудования магистральных нефтепроводов должна строиться в соответствии с «Основными положениями по разработке и внедрению централизованной системы управления, технического обслуживания и ремонта магистральных нефтепроводов (ЦСТОР)» и «Основными положениями по разработке и внедрению АСУ транспортирования и поставок нефти».

1.11. Эксплуатация средств связи осуществляется Управлением эксплуатации производственной связи (УЭПС) и его подразделениями — эксплуатационно-техническими конторами.

1.12. В каждом УМН (ПОМН) на основе типовых положений должны быть утверждены положения об отделах, службах и производственных подразделениях, определены их функции с четким распределением сооружений и оборудования и обязанностей производственного персонала; установлены границы обслужи-

вания УМН (ПОМН) и границы участков, закрепленных за службами ЦСТОР.

1.13. Работники нефтепроводного транспорта должны ясно представлять технологические особенности своего предприятия (организации) и ее значение для народного хозяйства, всемерно укреплять и строго соблюдать государственную, трудовую и технологическую дисциплину, знать и выполнять настоящие Правила, правила охраны труда и пожарной безопасности, инструкции и другие директивные документы.

1.14. Основной обязанностью работников нефтепроводного транспорта является выполнение планов приема, транспортирования и поставки нефти при безусловном обеспечении безопасности эксплуатации, полном использовании имеющихся резервов и технических средств, неуклонном повышении производительности труда и снижении себестоимости перекачки.

1.15. Работник нефтепроводного транспорта, ответственный за техническую эксплуатацию объектов, обязан обеспечивать:

надежную, экономичную и безопасную работу сооружений и оборудования;

разработку и внедрение мероприятий по сокращению потерь нефти, охране окружающей среды, экономии электроэнергии, топлива, материалов и других средств;

внедрение новой техники и технологии, способствующей более надежной, экономичной и безопасной работе сооружений и оборудования, повышению производительности труда;

организацию и своевременное проведение технического обслуживания, ремонта, ликвидацию отказов;

организацию обучения, инструктирование и периодическую проверку знаний подчиненного персонала, обслуживающего сооружения и оборудование;

систематическое наблюдение за работой нефтепроводов и принятие мер по поддержанию установленного режима перекачки;

организацию учета нефти, ведение установленной отчетности и своевременное ее представление вышестоящим организациям;

наличие и своевременную проверку защитных средств и противопожарного инвентаря;

выполнение предписаний инспектирующих органов в установленные сроки;

организацию расследования в установленном порядке отказов и нарушений в работе сооружений, оборудования, несчастных случаев;

соблюдение производственных инструкций, трудовой дисциплины и правил внутреннего распорядка;

освоение новой техники, осуществление автоматизации и телемеханизации объектов, внедрение рационализаторских предложений, овладение смежными профессиями, повышение квалификации и культуры производства;

улучшение технико-экономических показателей, снижение себестоимости транспорта нефти.

ПРИЕМ НА РАБОТУ И ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОДГОТОВКА ПЕРСОНАЛА

1.16. Рабочие, принимаемые на работу по обслуживанию сооружений и оборудования магистральных нефтепроводов, должны иметь соответствующее профессионально-техническое образование или пройти профессионально-техническую подготовку на производстве.

Обучение рабочих по специальности, проводимое на предприятиях и в организациях магистральных нефтепроводов, должно соответствовать «Типовому положению о подготовке и повышении квалификации рабочих непосредственно на производстве».

1.17. Независимо от квалификации, стажа работы на предприятиях и в организациях магистральных нефтепроводов персонала (рабочие и ИТР) до назначения на самостоятельную работу или при переводе на другую работу (должность), при перерыве в работе свыше 6 мес., а также в период работы (периодически) работники обязаны проходить производственное обучение на рабочих местах безопасным приемам и методам работы.

Обучение рабочих и ИТР безопасным приемам и методам работы должно соответствовать «Положению о порядке обучения рабочих и ИТР безопасным методам работы на предприятиях и в организациях Министерства нефтяной промышленности».

1.18. Руководители УМН (ПОМН), районных управлений магистральными нефтепроводами (РУМН), линейных производственно-диспетчерских станций (ЛПДС) обязаны обеспечивать своевременное и качественное обучение всех работающих безопасным приемам и методам работы непосредственно на рабочих местах и на специальных курсах.

Общее руководство и ответственность за правильную организацию и проведение обучения работников безопасным методам работы возлагается на начальника и главного инженера УМН (ПОМН).

1.19. Руководство и ответственность за своевременное и качественное обучение рабочих и ИТР безопасным приемам и методам работы в подразделениях предприятия, имеющих обособленные, четко определенные функции (насосный цех, участок, служба, мастерская, лаборатория, бригада и т. п.) возлагаются на руководителей этих подразделений.

1.20. Обучение должно проводиться опытным работником из числа технического персонала данного предприятия, организации или вышестоящей организации, под руководством административно-технического лица, ответственного за эксплуатацию данного сооружения или оборудования магистрального нефтепровода.

Прикрепление обучаемого к обучающему его работнику должно быть оформлено приказом (распоряжением).

1.21. Во время производственного обучения обучающийся не имеет права самостоятельно выполнять оперативные переключения, осмотры или иные работы и вести оперативные переговоры. Все виды работ обучающийся может проводить только под наблюдением ответственного за обучение работника.

Ответственность за правильность действия обучаемого и соблюдения им настоящих Правил, а также правил техники безопасности и противопожарной техники несут обучающий и сам обучаемый.

1.22. По окончании производственного обучения в объеме утвержденной программы, перед допуском к самостоятельной работе на магистральном нефтепроводе знания вновь поступившего или переведенного рабочего или ИТР должны быть проверены квалифика-

ционной комиссией, назначенной приказом по УМН (ПОМН), РУМН, ЛПДС.

При проверке особое внимание должно быть уделено знанию:

правил технической эксплуатации магистральных нефтепроводов (в той части, которая обязательна для данной должности);

устройства сооружений и оборудования, его основных показателей и оперативных схем, эффективных методов использования (в той части, которая обязательна для данной должности);

производственных и должностных инструкций, обязательных для данной должности;

правил техники безопасности и пожарной безопасности;

необходимых операций по обслуживанию сооружений и оборудования и умению их выполнять.

1.23. Результаты проверки знаний должны оформляться протоколом, причем знания правил техники безопасности и пожарной безопасности должны оцениваться отдельно. Каждому работнику, выдержавшему испытания, выдается удостоверение за подписью председателя комиссии, подтверждающее право эксплуатации сооружений и оборудования и устанавливающее квалификационную группу работника.

1.24. Квалификационные комиссии один раз в год — для рабочих и один раз в три года — для ИТР должны проводить повторные испытания работников магистральных нефтепроводов по знаниям установленных правил инструкций и обязанностей, а также проверять эти знания на практической работе.

Рабочие, ИТР, допустившие грубые нарушения правил, инструкций и обязанностей, подвергаются внеочередной проверке.

1.25. Допуск вновь поступившего на предприятие или при переводе на другую работу работника к самостоятельной работе разрешается только после прохождения им инструктажа по технике безопасности, производственной санитарии и пожарной безопасности, стажировки на рабочем месте и проверки знаний в соответствии с должностными обязанностями.

1.26. На основе настоящих Правил и типовых инструкций по технике безопасности и производственной

санитарии на предприятиях должны быть разработаны и оформлены инструкции для рабочих и ИТР с учетом конкретных условий производства, специфики работы и инструкций заводов-изготовителей аппаратуры и оборудования.

Такие инструкции (и их перечень) утверждаются главным инженером предприятия по согласованию с комитетом профсоюза.

1.27. Ответственность за разработку инструкций по технике безопасности и обеспечение ими работающих и рабочих мест (вывешивание) возлагается на руководителей подразделений.

Контроль за своевременной разработкой необходимых инструкций по технике безопасности и обеспечение ими работающих и рабочих мест в целом по предприятию возлагается на службу техники безопасности предприятия.

1.28. Каждый работник магистрального нефтепровода должен пройти инструктаж по технике безопасности, производственной санитарии и противопожарный инструктаж в соответствии с «Положением о порядке обучения рабочих и ИТР безопасным методам работы на предприятиях и в организациях Министерства нефтяной промышленности» по следующим видам инструктажей:

а) вводный инструктаж, проводимый при поступлении рабочих и ИТР на работу;

б) инструктаж на рабочем месте:

первичный инструктаж рабочих и мастеров с практическим обучением — перед допуском к самостоятельной работе (при поступлении на работу) или при переводе с одной работы на другую (временную или постоянную);

периодический (повторный) инструктаж для рабочих — не менее одного раза в три-шесть месяцев по выполняемой работе или занимаемой должности;

внеочередной инструктаж для рабочих и ИТР — каждый раз при нарушении «Правил технической эксплуатации магистральных нефтепродуктов», правил по технике безопасности на нефтепроводах и соответствующих инструкций, изменениях технологического процесса, замене одного вида оборудования на другой, когда произошел несчастный случай или авария,

при необходимости доведения до работающих дополнительных требований и других подобных случаях;

разовый инструктаж — перед выполнением особо опасных работ (по установленному перечню).

1.29. Обучение и инструктаж рабочих и ИТР безопасным приемам и методам работы должен сопровождаться:

проведением учебно-тренировочных занятий для обучения правилам и способам быстрой ликвидации отказов (аварий) и безопасным приемам работы;

массовой пропагандой техники безопасности, производственной санитарии и культуры производства посредством лекций, бесед, плакатов, демонстрации кино- и диафильмов, проведением производственных и технических совещаний в цехах, бригадах, участках по обсуждению вопросов охраны труда и техники безопасности.

1.30. Регистрация инструктажей и результатов проверки знаний правил и инструкций по технике безопасности, производственной санитарии и пожарной безопасности производится в журналах установленной формы.

1.31. Рабочий, показавший при очередной проверке неудовлетворительные знания, к самостоятельной работе не допускается и через две недели подвергается повторной проверке.

1.32. Инженерно-техническим работникам, показавшим неудовлетворительные знания при проверке, назначается повторная проверка знаний не позднее чем через месяц.

1.33. Лица, принимаемые на работу по обслуживанию электроустановок, паровых и водогрейных котлов, грузоподъемных кранов, сосудов, работающих под давлением, специальных механизмов и машин, должны предъявлять удостоверения о соответствующем специальном обучении. Порядок обучения работников для работы на указанных установках должен отвечать требованиям соответствующих правил.

1.34. Каждое рабочее место должно быть обеспечено производственными инструкциями (должностными, эксплуатационными, по технике безопасности и пожарной безопасности), схемами и чертежами, соответствующими установленному оборудованию.

1.35. Инструкции должны пересматриваться по мере надобности, но не реже одного раза в год в направлении улучшения эксплуатации, с учетом происшедших изменений в схемах и оборудовании, в соответствии с указаниями вышестоящих организаций и вновь изданными типовыми инструкциями.

Пересмотренные и дополненные инструкции должны быть своевременно доведены до сведения работников, которые обязаны их знать.

1.36. Все работники, вновь поступающие на работу, переводимые с одной работы на другую, а также периодически должны проходить медицинское освидетельствование для определения соответствия их здоровья предъявляемым требованиям по занимаемой должности.

ПОРЯДОК ПРИЕМКИ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ СООРУЖЕНИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ И ЗДАНИЙ

1.37. Законченные строительством объекты магистральных нефтепроводов вводятся в эксплуатацию после приемки их в порядке, установленном: СНиП «Приемка в эксплуатацию законченных строительством предприятий, зданий и сооружений. Основные положения»; СНиП «Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ»; СНиП «Правила производства и приемки работ. Металлические конструкции»; «Положением о приемке в эксплуатацию объектов магистрального трубопроводного транспорта»; настоящими Правилами и другими нормативными документами, утвержденными Госстроем СССР и Министерством нефтяной промышленности.

1.38. Ввод в эксплуатацию магистральных нефтепроводов должен производиться в комплексе с системами связи, телемеханики, объектами централизованного обслуживания нефтепроводов, устройствами, предотвращающими загрязнение окружающей среды, жилой площадью, объектами культурно-бытового назначения и здравоохранения в объеме проекта. Ввод в действие объектов по так называемым «пусковым комплексам» не допускается.

1.39. Приемка в эксплуатацию магистральных нефтепроводов должна производиться государственными приемочными комиссиями.

До предъявления Государственной приемочной комиссии должна быть произведена приемка нефтепровода рабочей комиссией, назначенной заказчиком (застройщиком).

1.40. Эксплуатация нефтепровода, не принятого государственной приемочной комиссией, не допускается.

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

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

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

1.43. В процессе строительства отдельные элементы работ должны подвергаться пооперационному контролю как со стороны строительных организаций, так и со стороны заказчика (эксплуатирующей организации).

Контроль за качеством выполненных работ от заказчика должен осуществляться специализированной организацией (Специализированным управлением пуско-наладочных работ — СУПНР) либо специальной службой эксплуатации. Особое внимание при этом должно уделяться качеству скрытых работ.

ЛИНЕЙНЫЕ СООРУЖЕНИЯ

1.44. Линейная часть нефтепровода принимается в эксплуатацию после предъявления технической документации, удостоверяющей качество выполнения строительно-монтажных работ в соответствии со строительными нормами и правилами производства работ, ведомственными нормативными документами, а также после выполнения комплекса работ по продувке (промывке) с пропуском очистного устройства (ерша), испытания трубопровода на прочность и герметичность,

удаления из трубопровода опрессовочной воды и заполнения его нефтью.

1.45. Гидравлическое испытание нефтепровода на прочность должно производиться повышенным давлением, вызывающим напряжение в металле труб, равное 0,9—1,0 нормативного (гарантированного) предела текучести стали в нижних точках испытываемых участков нефтепровода. Расчет напряжений должен осуществляться с учетом минусового допуска на толщину стенки трубы.

Продолжительность гидравлического испытания участков нефтепровода на прочность должна быть не менее 24 ч.

1.46. До начала заполнения трубопровода нефтью должны быть полностью завершены и приняты рабочей комиссией работы по электрохимзащите, электрификации задвижек, сооружению взлетно-посадочных площадок для вертолетов, линий электропередач, линий и средств связи, защитных устройств от аварийного разлива нефти, домов линейных обходчиков.

1.47. Заполнение трубопровода нефтью считается комплексным опробованием нефтепровода и оформляется актом рабочей комиссии.

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

Программа заполнения нефтепровода нефтью разрабатываемая согласно «Положению о приемке в эксплуатацию объектов магистрального трубопроводного транспорта».

1.49. Комплексное опробование нефтепровода считается законченным после 72 ч его работы.

1.50. Оформление журналов, актов на скрытые работы и промежуточную приемку работ, очистку полости, актов на испытания и другие работы производится по формам, согласованным с Госстроем СССР.

1.51. Приемка выполненных работ по защите тру-

бопроводов от коррозии должна проводиться как в процессе производства работ (промежуточная приемка), так и после окончания всех работ (окончательная приемка).

Приемка указанных работ от субподрядчиков осуществляется заказчиком с представителями генеральной подрядной строительной организации.

1.52. Промежуточной приемке с составлением актов на скрытые работы подлежат: изоляционные покрытия, защитные и анодные заземления, протекторные установки, подземные кабели и муфты, конструктивные элементы (электроперемычки, контрольно-измерительные колонки, изолирующие фланцы и др.).

1.53. Контроль качества изоляционных покрытий, подлежащих приемке, должен осуществляться пооперационно в процессе очистки, грунтовки, изоляции и укладки трубопровода в траншею с обеспечением всех требований СНиП «Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ», а также других действующих руководящих документов.

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

1.54. Окончательная приемка средств защиты от коррозии металлических подземных сооружений в целом по объекту должна проводиться с проверкой наличия и полноты актов, составленных по результатам промежуточной приемки каждой операции и результатам измерений разности потенциалов труба—земля, удостоверяющих эффективность электрохимической защиты при включении всех запроектированных средств защиты.

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

исполнительной технической документации;

актов на скрытые работы (прокладку кабеля, установку анодных и защитных заземлителей, установку протекторов и т. п.);

актов на выполнение наладочных работ и измерение потенциалов сооружение—земля;

заводских инструкций по эксплуатации и обслуживанию и паспортов на оборудование (катодные станции, электродренажные установки и т. д.).

1.56. Строительство линий связи производится в соответствии с нормативными документами Министерства связи СССР. Объекты связи могут быть предъявлены к сдаче в эксплуатацию только при условии, если все работы, предусмотренные проектом, выполнены и приняты при промежуточной приемке представителями эксплуатации.

Линейные сооружения связи разрешается принимать в эксплуатацию рабочей комиссией по участкам от обслуживаемого усилительного пункта до другого обслуживаемого усилительного пункта по мере их готовности.

1.57. Порядок приемки нефтепровода на переходах через водные преграды определяется «Инструкцией по контролю за строительством, приемке и эксплуатации подводных переходов магистральных нефте- и продуктопроводов».

Положение трубопровода после укладки плети в траншею, закрепление его и засыпка подводной части траншеи должны контролироваться специалистами подводно-технической службы заказчика с оформлением актов.

1.58. Генподрядчик представляет рабочей комиссии следующую документацию:

список организаций, участвующих в производстве строительно-монтажных работ, с указанием выполненных или видов работ и списки инженерно-технических работников, 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 документов, разрешающих эти отступления;

заводские сертификаты на трубы, фасонные части и арматуру;

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

документы, характеризующие качество работ по ан-

тикоррозионной изоляции, сертификаты или паспорта на изоляционные материалы, журнал изоляционных работ, акты на очистку и изоляцию труб, акт на проверку сплошности покрытия;

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

акт предварительных испытаний трубопровода на переходах;

акты пооперационной приемки работ по сооружению переходов через водные преграды и исполнительные профили всех переходов с фактическими отметками глубины заложения трубопровода и привязкой к реперам, а также акт на футеровку и балластировку подводного трубопровода;

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

акты на испытания участков трубопровода на прочность и герметичность;

паспорта на установленную арматуру и манометры;

акты скрытых работ по линейным сооружениям;

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

документы согласований с организациями, объекты которых расположены вблизи трассы трубопровода (или при его пересечении);

акты приемки устройств электрохимзащиты с протоколами замеров защитного потенциала по защищаемым участкам;

акты приемки сооружений линий связи и телемеханики;

акты приемки линий и сооружений электропередач;

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

акты на установку и привязку реперов.

ПЛОЩАДОЧНЫЕ СООРУЖЕНИЯ

1.59. Проверка готовности оборудования надземных сооружений (нефтеперекачивающих станций, баз приема и отгрузки нефти, пунктов подогрева, станций сме-

шения и т. п.) к комплексному опробованию должна проводиться с предварительным проведением поузлового опробования, приемки соответствующих узлов оборудования и проверки отдельных конструкций зданий и сооружений.

1.60. Поузловое опробование и приемка оборудования производятся по проектным схемам после окончания монтажных и наладочных работ.

При поузловой приемке должны быть проверены:

соответствие выполненных работ проекту;

качество выполненных строительных и монтажных работ;

работа механизмов на холостом ходу и аппаратуры под напряжением;

выполнение требований строительных норм и правил, правил госгортехнадзора, санитарного надзора, правил пожарной безопасности, правил устройства электроустановок, указаний заводов-изготовителей, инструкций по монтажу оборудования и других нормативных и руководящих документов;

готовность оборудования к комплексному опробованию.

1.61. Строительно-монтажные дефекты, а также дефекты оборудования, выявленные в процессе поузлового опробования и приемки, должны устраняться строительно-монтажными организациями и заводами-изготовителями до начала комплексного опробования.

1.62. До начала комплексного опробования должен быть укомплектован и обучен (с проверкой знаний) эксплуатационный персонал; подготовлены требуемые материалы, инструменты и запасные части; составлены и выданы на рабочие места производственные инструкции и технологические схемы; заготовлена необходимая техническая оперативная документация; выполнены все противопожарные мероприятия; смонтированы, налажены и задействованы автоматические системы защиты агрегатов, системы пожаротушения и извещения о пожаре.

1.63. При комплексном опробовании производится проверка совместной работы основных агрегатов и их вспомогательного оборудования под нагрузкой с автоматикой, защитами и контрольно-измерительными приборами, системами блокировки, сигнализации, дистанци-

онного управления и телемеханики, предусмотренными проектом.

1.64. Комплексное опробование оборудования нефтеперекачивающих станций считается проведенным при условии нормальной и непрерывной работы каждой единицы основного оборудования по утвержденной схеме в течение 72 ч с номинальной нагрузкой и проектными параметрами процесса перекачки нефти.

Началом комплексного опробования считается момент включения в работу двигателей основных агрегатов.

1.65. Индивидуальное опробование приборов и средств автоматизации, как правило, должно производиться после выполнения монтажных работ, при неработающем технологическом оборудовании, до его комплексного опробования.

1.66. Индивидуальным опробованием устанавливается:

соответствие смонтированных систем автоматизации проекту и требованиям СНиП «Правила производства и приемки работ. Система автоматизации», а также качество выполненных монтажных работ;

правильность срабатывания проверяемых приборов и средств автоматизации на искусственно подаваемые сигналы.

1.67. К сдаче рабочей комиссии предъявляются системы автоматизации и защит, смонтированные в объеме, предусмотренном проектом, и прошедшие индивидуальное опробование.

1.68. Электроустановки вводятся в эксплуатацию после приемки их приемочной комиссией с участием представителя Госэнергонадзора.

Приемочной комиссии должна быть представлена следующая документация:

технический проект с пояснительной запиской;

рабочие чертежи и электрические схемы первичной и вторичной коммуникации;

сводная инвентарная опись установленного электрооборудования;

протоколы испытания электрооборудования;

протоколы сушки и ревизии аппаратов и электрооборудования, наладки релейной защиты и автоматики,

измерений сопротивления заземления, химанализа и испытания трансформаторного масла.

1.69. Подготовку электроустановок к испытаниям после окончания строительно-монтажных работ, проведение испытаний, а также обеспечение всех проверок и испытаний необходимыми приборами и материалами осуществляет организация, монтирующая установки совместно с заказчиком.

1.70. Нефтеперекачивающие станции, базы приема и отгрузки нефти, пункты подогрева, станции смешения могут быть приняты в эксплуатацию после завершения всех строительно-монтажных и наладочных работ, предусмотренных проектом.

Рабочей комиссии должны быть предъявлены следующие документы:

утвержденный технический проект, рабочие чертежи всех 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, акт на их ревизию и испытания;

заводские сертификаты на трубы, фасонные части и арматуру, монтируемые на технологических коммуникациях, провода и кабели линий электропередач;

документы, характеризующие качество работ при сооружении технологических трубопроводов (аналогично линейной части);

документы, характеризующие качество питьевой и производственной воды;

документы о согласовании сброса фекальных, производственных и ливневых вод;

документы, санкционирующие эксплуатацию оборудования, подконтрольного Госгортехнадзору СССР;

акты скрытых работ по всем зданиям и сооружениям;

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

документы согласования с железнодорожными организациями, санкционирующими эксплуатацию подъезд-

ных путей и операции на сливно-наливных станциях (эстакадах);

акты на элементы резервуаров, изготовленные на заводе;

сертификаты и прочие документы, удостоверяющие качество металла, из которого построены резервуары, качество электродов, сварочной проволоки, флюса и других материалов, примененных при монтаже резервуаров;

акты на скрытые работы при строительстве резервуаров; приемки грунта для основания резервуаров и грунта для насыпной подушки, изоляционных слоев, испытаний плотности сварных швов днищ корпусов и кровли, ревизии оборудования, заземления резервуаров и понтонов в соответствии с проектом, просвечивания вертикальных швов корпуса;

журналы работ по сооружению резервуаров и журналы сварочных работ;

акты испытаний резервуаров на прочность и герметичность;

акты испытания технологических трубопроводов, теплосетей, водопроводных сетей, напорных канализационных коллекторов, самотечных систем, газопроводов;

акты проверки стационарных систем пожаротушения и извещения о пожаре;

акты проверки герметичности разделительных стен нефтенасосных.

1.71. Приемка блочно-комплектных насосных станций (БКНС) должна проводиться в соответствии с «Правилами приемки в эксплуатацию перекачивающих станций в блочно-комплектном исполнении».

Генподрядчик должен представить рабочей комиссии:

акты (технологические паспорта) на произведенные строительно-монтажные работы;

акт заводских испытаний на оборудование, блок-контейнеры и блоки в соответствии с техническими условиями;

проект производства работ по транспортированию блок-контейнеров и блоков;

проект производства работ по строительству и монтажу объектов БКНС;

документ о консервации и упаковке оборудования, блок-контейнеров и блоков при транспортировании их на площадку;

инструкции по эксплуатации оборудования БКНС;

акты скрытых работ;

монтажные и сварочные формуляры;

акты промежуточных предъявлений оборудования на производство специальных работ;

комплект рабочих чертежей;

комплектовочные ведомости на каждый вид оборудования;

акты проверки стационарных систем пожаротушения и извещения о пожаре.

1.72. Состав государственных приемочных комиссий и рабочих комиссий определяется согласно СНиП «Приемка в эксплуатацию законченных строительством предприятий, зданий и сооружений. Основные положения».

1.73. Результаты приемки магистрального нефтепровода оформляются актом Государственной приемочной комиссии, которая является основанием для ввода его в эксплуатацию.

ОХРАНА ТРУДА И ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

1.74. Порядок организации работ, а также регламентация обязанностей и ответственности административно-технического персонала по охране труда и технике безопасности на предприятиях и в организациях магистральных нефтепроводов определяется «Положением об организации работы по охране труда и технике безопасности в системе Министерства нефтяной промышленности».

1.75. Основным направлением работ по охране труда и технике безопасности должно быть планомерное осуществление комплекса организационных и технических мероприятий, обеспечивающих создание здоровых и безопасных условий труда и поддержание социалистического правопорядка на производстве.

1.76. Общее руководство работой по охране труда и ответственность за состояние техники безопасности и производственной санитарии в целом по УМН (ПОМН)

возлагается на начальника и главного инженера управления (объединения), а в РУМН — на начальника и главного инженера районного управления магистральными нефтепроводами.

1.77. В цехах (ЛПДС, НПС, БПО и др.), отделах, службах, лабораториях, мастерских руководство работой по охране труда и ответственность за состояние техники безопасности и производственной санитарии возлагается на руководителей этих подразделений.

1.78. Начальники цехов, отделов, служб, мастерских, лабораторий и других подразделений в пределах обязанностей, предусмотренных указанным в п. 1.74 положением, должны обеспечить выполнение организационных и технических мероприятий для создания здоровых и безопасных условий труда, проводить инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль за выполнением правил и инструкций по технике безопасности, производственной санитарии и пожарной безопасности.

1.79. Для организации работ по охране труда, технике безопасности и производственной санитарии и осуществления необходимого контроля на предприятиях и организациях магистральных нефтепроводов должна быть организована соответствующая служба.

1.80. При организации и производстве работ на объектах магистральных нефтепроводов должна учитываться специфика производства, определяемая опасными свойствами нефти, в первую очередь испаряемостью, токсичностью, способностью электризоваться, взрывоопасностью и пожароопасностью.

1.81. Все работники магистральных нефтепроводов обязаны твердо знать и строго выполнять в объеме возложенных на них обязанностей действующие правила техники безопасности, производственной санитарии и пожарной безопасности.

1.82. Каждый рабочий и инженерно-технический работник обязан немедленно докладывать своему непосредственному руководству о замеченных им нарушениях и неисправностях оборудования, механизмов, приспособлений и инструмента, утечках нефти и ее паров, нарушениях правил охраны труда, техники безопасности, производственной санитарии и пожарной безопасности.

1.83. Работники цехов и участков должны обеспечиваться согласно установленным перечням и нормам средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, спецпитанием, мылом и другими средствами.

Ответственность за обеспечение работников указанными видами довольствия и контроль за их использованием возлагаются на заместителя начальника УМН (ПОМН) по общим вопросам, а также на руководителей РУМН объектов, цехов и участков.

1.84. Защитные средства и предохранительные приспособления перед выдачей рабочим и ИТР должны подвергаться осмотру и испытанию в соответствии с установленными требованиями.

1.85. Пользоваться неисправными защитными средствами и предохранительными приспособлениями категорически запрещается.

1.86. Руководители предприятий, цехов и участков должны обеспечить рабочих по профессиям и видам работ инструкциями по эксплуатации, технике безопасности и пожарной безопасности, а рабочие места — необходимыми плакатами по технике безопасности. Каждый несчастный случай, а также любой другой случай нарушения правил охраны труда должен быть расследован в установленном порядке, должны быть выявлены причины подобных случаев и приняты меры по предотвращению их.

1.87. В каждом цехе, службе, на каждом рабочем месте должна находиться аптечка с необходимым запасом медикаментов и перевязочных материалов по установленному перечню.

1.88. Весь производственный персонал магистральных нефтепроводов должен быть обучен способам оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях.

ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА ОБЪЕКТОВ

1.89. Порядок организации работ по противопожарной охране объектов магистральных нефтепроводов определяется «Правилами пожарной безопасности в нефтяной промышленности», предусматривающими:

примерную программу проведения занятий по пожарно-техническому минимуму с рабочими и служащи-

ми предприятий, строек и других объектов нефтяной промышленности;

предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны;

предельно допустимые взрывобезопасные концентрации веществ;

нормы первичных средств пожаротушения на объектах нефтяной промышленности;

инструкции по применению, транспортированию, хранению и проверке качества пенообразователей ПО-1, ПО-1А, ПО-1Д;

методики контроля качества пенообразователей ПО-1А и ПО-1Д;

положение о пожарно-технических комиссиях на промышленных предприятиях.

1.90. Общее руководство работой по пожарной безопасности, разработка и осуществление перспективных и годовых планов противопожарных мероприятий, ответственность за соблюдение противопожарного режима на предприятии, своевременное выполнение противопожарных мероприятий, выполнение предписания и предложений Госпожнадзора и пожарных частей, комплектацию противопожарной техники возлагается на начальника УМН (ПОМН), РУМН и его заместителя по производству (товарно-транспортным операциям).

Ответственность за противопожарное состояние НПС, баз приема и отгрузки нефти, пунктов подогрева и станций смешения нефти, отдельных цехов, участков, установок, лабораторий, мастерских, складов и т. п. объектов, за разработку и осуществление текущих планов противопожарных мероприятий, своевременное выполнение противопожарных мероприятий, за комплектацию противопожарного имущества, сохранность противопожарной техники и имущества возлагается на руководство этих подразделений и объектов и оформляется приказом по предприятию.

1.91. На каждом объекте на видном месте должна быть вывешена табличка с указанием фамилии, имени, отчества и должности лица, ответственного за пожарную безопасность.

Лица, ответственные за обеспечение пожарной безопасности, обязаны:

знать пожарную опасность технологического процесса и соответствующие меры безопасности;

следить за соблюдением установленных требований пожарной безопасности;

не допускать без разрешения работ с применением открытого огня;

не допускать загромождения подъездов, подходов и проходов к зданиям, сооружениям, технологическому и пожарному оборудованию;

регулярно проверять исправность и готовность к действию всех имеющихся средств и приборов пожаротушения, знать назначение пожарного оборудования и уметь с ним обращаться;

сообщать в пожарную охрану предприятия и принимать меры к устранению обнаруженных нарушений правил пожарной безопасности и неисправностей оборудования;

в случае пожара или опасной ситуации, возникших вследствие аварии или других причин, немедленно вызвать пожарную часть, одновременно принять все меры к ликвидации пожара или аварии имеющимися в распоряжении силами и средствами.

1.92. Для каждого цеха, мастерской, строительного и ремонтного участка, склада и других объектов на основе действующих правил пожарной безопасности должны быть разработаны, с учетом специфики производства, общеобъектовые и цеховые инструкции о мерах пожарной безопасности, согласованные с пожарной охраной предприятия, которые после утверждения руководством предприятия вывешиваются на видных местах.

1.93. Инструкции по пожарной безопасности должны предусматривать:

требования пожарной безопасности при пребывании работников на территории объекта;

места и порядок содержания средств пожаротушения, пожарной сигнализации и связи;

порядок выполнения огнеопасных и взрывоопасных работ на территории объекта;

порядок допуска и правила движения транспорта на территории объекта;

требования к содержанию территории, дорог и подъездов к зданиям, сооружениям и водоисточникам;

обязанности работников цеха, установки, склада и т. п. при возникновении пожара, правила вызова пожарной команды, остановки и отключения оборудования;

порядок уборки и очистки мест от пролитых горючих жидкостей, сбора, хранения и удаления промасленных обтирочных материалов, хранения спецодежды;

обязательные работы по окончании рабочего дня (отключение электроэнергии, переключение арматуры и пр.).

1.94. В целях привлечения широких масс рабочих, служащих и инженерно-технических работников к участию в проведении противопожарных профилактических мероприятий и к активной борьбе за сохранение социалистической собственности от пожаров на предприятиях создаются общеобъектовые пожарно-технические комиссии, основными задачами которых являются:

разработка мероприятий по обеспечению пожарной безопасности объектов и технологических процессов производства;

организация рационализаторской и изобретательской работы по вопросам пожарной безопасности;

привлечение актива рабочих и служащих к проведению пожарно-профилактической работы, установлению противопожарного режима в производственных цехах, складах, административных и общественных зданиях, к массовой разъяснительной работе среди рабочих, служащих и инженерно-технических работников по вопросам соблюдения противопожарных правил;

внедрение на объектах нефтепровода систем пожаротушения противопожарной и охранно-пожарной автоматики;

контроль за противопожарным состоянием объектов.

1.95. Для осуществления поставленных задач пожарно-технические комиссии должны:

на НПС — не реже одного раза в месяц, в РУМН — не реже одного раза в квартал, в УМН — не реже одного раза в полугодие проводить обследование всех производственных объектов, строений, складов и других помещений, намечать мероприятия по устранению выявленных недочетов и контролировать их выполнение;

осуществлять контроль за выполнением противопожарных мероприятий, предложенных Госпожнадзором;

содействовать внедрению усовершенствований, направленных на обеспечение пожарной безопасности;

принимать участие в разработке инструкций и правил пожарной безопасности для цехов, складов и других объектов и осуществлять контроль за их соблюдением;

организовать и проводить с работниками беседы и лекции о мерах по предупреждению пожаров, а также совещания по вопросам пожарной безопасности;

организовывать смотры добровольных пожарных дружин (ДПД).

1.96. Пожарно-технические комиссии назначаются приказом руководителя производственного подразделения предприятия в составе: главного (старшего) инженера (председателя), начальника пожарной охраны (дружины), инженерно-технических работников, технолога, механика, строителя, энергетика, инженера по технике безопасности, специалиста по водоснабжению и других лиц по усмотрению администрации. В состав комиссии входят представители партийной и профсоюзной организаций предприятия (объекта).

В отдельных случаях на предприятиях могут создаваться цеховые пожарно-технические комиссии. Руководство и контроль за деятельностью этих комиссий осуществляет общеобъектовая комиссия.

1.97. Руководители предприятий для проведения мероприятий по охране объектов от пожара организуют ДПД в соответствии с действующим «Положением о добровольных пожарных дружинах на промышленных предприятиях и других объектах министерств и ведомств». На ДПД возлагается осуществление мер по профилактике пожаров и оказанию первой помощи пострадавшим при пожарах. Личный состав пожарных дружин должен комплектоваться на добровольных началах из числа рабочих, служащих и инженерно-технических работников.

1.98. С рабочими и служащими объектов с повышенной пожарной опасностью должны проводиться занятия по пожарно-техническому минимуму. Программа и порядок проведения занятий разрабатываются отделом техники безопасности совместно с пожарной охра-

ной и объявляются приказом руководителя предприятия. Целесообразно занятия по пожарно-техническому минимуму проводить один раз в год.

1.99. Для установления и поддержания надлежащего режима эксплуатации все здания, сооружения и помещения на объектах магистральных нефтепроводов должны быть классифицированы по степени огнестойкости, характеризуемой группой возгораемости и пределом огнестойкости основных строительных конструкций согласно СНиП «Противопожарные нормы проектирования зданий и сооружений».

1.100. В производственных помещениях, где возможно выделение взрывоопасных паров и газов, для контроля за состоянием воздушной среды необходимо устанавливать автоматические сигнализаторы, снабженные устройствами для подачи светового и звукового сигналов. Система сигнализации должна выдавать сигнал при концентрации нефтяных паров и газов, соответствующих 20% от их нижнего предела воспламенения.

1.101. Нефтенасосные на магистральных нефтепроводах производительностью 1200 м³/ч и более должны быть оборудованы автоматическими средствами пожаротушения. Выбор средств пожаротушения (вода, пена, газ или порошок) определяется технологическими требованиями и технико-экономическим обоснованием.

1.102. Магистральные нефтепроводы относятся к категории предприятий, на которых огневые работы должны проводиться с соблюдением «Типовой инструкции о порядке ведения сварочных и других огневых работ на взрывоопасных, взрыво-пожароопасных и пожароопасных объектах нефтяной промышленности». Инструкцией определяются технические и организационные меры по обеспечению безопасности огневых работ, порядок подготовки, документация, которую необходимо иметь при ведении огневых работ, ответственные лица.

К газоопасным местам на магистральных нефтепроводах относятся:

нефтеловушки, пруды отстоя, флотационные установки и другие сооружения промканализации;

резервуары и емкости товарной нефти на открытых площадках (наземные и подземные);

нефтезамерные пункты, пункты управления задвижками, пункты регулирования давления и расхода нефти (в помещениях, колодцах и на открытых площадках);

насосные любого назначения для нефти и нефтепродуктов (в помещениях и на открытых площадках);

сооружения на территориях технологических установок (технологические и канализационные колодцы, камеры, в том числе сети открытой промышленной канализации);

кабельные каналы, колодцы нефтепродуктопроводов, промканализации и прочих сооружений и помещений на территориях производственных площадок, где возможно скопление газов, паров нефти и нефтепродуктов;

склады хранения карбида кальция; газобаллонов и ГСМ;

ремонтируемые участки действующих нефтепроводов (при ликвидации аварий, производстве различного рода врезок, отключениях участков и т. д.), связанных с выходом нефти или нефтяных паров в зоне производства работ;

нефтеналивные эстакады и заправочные пункты;

емкости нефти и топлива для технологических нужд установок; другие специально оговоренные места, где запрещено курение и применение открытого огня.

1.103. На каждом объекте нефтепровода должны быть вывешены схемы пожарного водопровода с указанием мест установки пожарных гидрантов и кранов; у места установки пожарного гидранта (ПГ) должен быть световой или флюоресцентный указатель с нанесением на нем обозначений принадлежности ПГ, цифровых значений расстояний в метрах от указателя до гидранта и внутреннего диаметра трубопровода в мм.

1.104. Временные работы, связанные с нарушением полотна дорог, проездов и подъездов на территории объекта допускаются с разрешения руководителя объекта при обязательном согласовании с пожарной охраной и с указанием места, характера и срока работ, а также мест временных проездов.

1.105. Грозозащитные устройства и защитные заземления зданий, аппаратов и машин подлежат систематической проверке в установленные сроки.

1.106. На складах ГСМ и в других местах с наличием горючих легковоспламеняющихся жидкостей и газов должны быть сделаны надписи «Огнеопасно», «Курить воспрещается».

1.107. Проходы, выходы, лестничные клетки, тамбуры, коридоры, запасные выходы и подходы к средствам пожаротушения не должны загромождаться какими-либо предметами, материалами и оборудованием.

1.108. Движение автотранспорта и спецтехники по территории объектов магистральных нефтепроводов разрешается в соответствии с правилами внутреннего распорядка и «Правилами пожарной безопасности при проведении сварочных и других огневых работ на объектах народного хозяйства».

1.109. В каждом производственном здании на видном месте должны быть вывешены планы эвакуации людей в случае пожара.

1.110. План эвакуации включает:

план территории объекта нефтепровода с указанием основных и запасных выходов и выездов;

схему здания, помещения (поэтажно) с указанием основных и запасных выходов;

план действий персонала по эвакуации людей, имущества и тушению пожара.

1.111. Ответственность за разработку планов эвакуации возлагается на руководителей объектов.

1.112. На территории объекта должно быть не менее двух выездов (въездов) — основной и запасной. Запасной въезд (выезд) должен поддерживаться постоянно в работоспособном состоянии.

1.113. При производстве капитального ремонта линейной части магистральных нефтепроводов должны выполняться требования «Правил пожарной безопасности в нефтяной промышленности», постановлений исполкомов местных Советов народных депутатов по вопросам пожарной охраны, требования «Временных правил ремонта нефтепродуктопроводов», «Временных правил производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных нефтепроводов диаметром 219—529 мм без остановки перекачки», а также инструкции о мерах пожарной безопасности для данного ремонтного участка, разработанной на основе перечис-

ленных документов, с учетом специфики ремонтируемого участка.

1.114. При ремонте линейной части обязанности начальника ремонтной колонны, инструктора по профилактике, каждого рабочего, службы ВОХР, порядок проведения инструктажа, обеспеченность первичными средствами пожаротушения, организация ДНД, порядок совместного действия технического персонала и пожарной охраны при авариях и пожарах должны быть регламентированы в соответствии с документами, указанными в предыдущем параграфе настоящих Правил.

1.115. Охрана особо важных и режимных объектов магистральных нефтепроводов согласно установленному перечню осуществляется ведомственной военизированной охраной (ВОХР).

1.116. Ведомственная военизированная охрана подчиняется руководству УМН (ПОМН), а в методическом отношении — Управлению охраны труда, военизированных частей и охраны предприятий Министерства нефтяной промышленности.

1.117. Руководство подразделениями охраны осуществляется начальником объединенного отряда ВОХР УМН (ПОМН).

1.118. В своей деятельности объединенные отряды и отдельные команды руководствуются «Положением о ведомственной военизированной охране Министерства нефтяной промышленности» и «Наставлением по организации и несению службы по охране и обеспечению пожарной безопасности Министерства нефтяной промышленности».

1.119. Ответственность за сохранность материальных ценностей и обеспечение пожарной безопасности на охраняемых объектах, а также за состояние служебной деятельности подразделений ведомственной охраны несут руководители УМН (ПОМН) и начальники подразделений ВОХР.

1.120. Подразделения ВОХР:

участвуют в приемке объектов магистральных нефтепроводов;

систематически осматривают территорию объектов;

не реже двух раз в год осуществляют объезд трассы и линейных объектов нефтепровода (пункты подогрева, блок-посты, переходы через реки и водоемы,

железные и автомобильные дороги, защитные противопожарные и противоэрозионные сооружения и др.);

организуют и проводят специальные учения по тревоге;

осуществляют функции контроля за выполнением внутри охраняемых объектов предписаний органов пожарного надзора;

организуют и проводят инструктажи, лекции, беседы (общие и индивидуальные) в порядке выполнения конкретных мероприятий;

выдают предписания и предложения в случаях нарушения охранного режима и пожарной безопасности;

способствуют улучшению состояния пожарной охраны.

1.121. При отсутствии специально организованной пожарной охраны на охраняемых объектах, подразделения ВОХР осуществляют руководство добровольной пожарной дружиной.

ПРИНЦИПЫ ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

1.122. Для поддержания и восстановления исправности и работоспособности сооружения и оборудования магистральных нефтепроводов, предупреждения возникновения отказов и повреждений проводятся своевременное и качественное техническое обслуживание и ремонт (ТОР) объектов.

1.123. Содержание, объемы и сроки проведения ТОР определяются положениями о техническом обслуживании и ремонте, инструкциями заводов-изготовителей, проектом, техническим состоянием сооружений и оборудования.

1.124. Основными принципами в организации проведения ТОР должны быть централизация и разграничение его сферы от технологического процесса перекачки нефти.

1.125. Техническое обслуживание и ремонт объектов магистральных нефтепроводов, средств транспорта, специальной техники и вспомогательного оборудования осуществляются в соответствии с действующими Положениями о планово-предупредительном ремонте (ППР)

и централизованной системе управления, технического обслуживания и ремонта (ЦСТОР) и типовыми положениями о предприятиях и подразделениях ЦСТОР.

1.126. Капитальный ремонт оборудования магистральных нефтепроводов, средств транспорта и специальной техники, как правило, централизуется на уровне Главтранснефти и УМН (ПОМН) и производится на соответствующих ремонтно-механических заводах (РМЗ) и центральных базах производственного обслуживания (ЦБПО), специализированных по ремонту отдельных видов оборудования и техники, выпуску запасных частей и узлов.

Капитальный ремонт линейной части нефтепроводов производится ремонтно-строительными колоннами (РСК); зданий и сооружений — соответствующими ремонтно-строительными подразделениями, входящими в ремонтно-строительное управление (РСУ).

1.127. Организация технического обслуживания и ремонта сооружений и оборудования магистральных нефтепроводов в целом по УМН (ПОМН) возлагается на главного инженера и заместителей начальника управления (объединения).

Ответственность за организацию и проведение ремонта по видам сооружений и оборудования возлагается на соответствующих главных и ведущих специалистов управлений и подразделений.

1.128. Отказы и неисправности сооружений и оборудования магистральных нефтепроводов должны регистрироваться и обобщаться с целью изучения причин возникновения и разработки мероприятий по их предупреждению в установленном объеме и по установленным формам.

1.129. Оперативность устранения отказов устанавливается в зависимости от степени влияния оборудования на режим и технологию перекачки.

1.130. Планово-предупредительные ремонты сооружений и оборудования производятся в соответствии с утвержденными планами и календарными графиками.

1.131. Изменения, вносимые в принципиальные технологические и электрические схемы и конструкцию сооружений и оборудования, осуществляются одновременно с проведением ремонта согласно проектам, утвержденным в установленном порядке.

1.132. Для производства плановых ремонтных работ, связанных с изменением режима перекачки, УМН (ПОМН) разрабатывают мероприятия с указанием перечня работ, средств и сроков, с последующим согласованием их с Главтранснефтью.

2. ЛИНЕЙНАЯ ЧАСТЬ НЕФТЕПРОВОДА

ТРАССА

2.1. В состав линейной части магистральных нефтепроводов входят:

собственно трубопровод с отводами и лупингами, запорной и регулирующей арматурой, переходами через естественные и искусственные препятствия, устройствами пуска и приема очистных устройств;

установки электрохимической защиты трубопроводов от коррозии;

линии и сооружения технологической связи, телемеханики и КИП;

сооружения линейной службы эксплуатации (АВП, дома обходчиков, вертолетные площадки);

постоянные дороги, расположенные вдоль трассы трубопроводов и подъезды к ним;

линии электропередачи для снабжения электроэнергией узлов установки запорной и другой арматуры;

устройства энергоснабжения и дистанционного управления запорной арматурой и установок электрохимзащиты;

защитные противопожарные и противоэрозионные сооружения.

2.2. Земельные участки для линейной части магистральных нефтепроводов предоставляются на постоянное и временное пользование в соответствии с «Нормами отвода земель для магистральных нефтепроводов».

Земельные участки, отводимые в постоянное пользование, определяются проектом и оформляются в постоянное пользование в установленном порядке.

Земельные участки, предоставляемые во временное пользование (на период строительства или ремонта), должны быть возвращены землепользователям после

окончания и приемки указанных работ в соответствии с действующим законодательством.

2.3. Отвод земель для магистральных нефтепроводов производится на основании постановлений советов министров союзных и автономных республик, либо решений исполнительных комитетов Советов народных депутатов в порядке, установленном законодательством Союза ССР и союзных республик.

2.4. К моменту сдачи нефтепровода в эксплуатацию сельскохозяйственные земли или лесные угодья, нарушенные при строительстве или ремонтах магистральных нефтепроводов и других работах, связанных с нарушением почвенного покрова, согласно «Основам земельного законодательства Союза ССР и союзных республик», а также действующим строительным нормам и правилам должны быть приведены согласно заранее составленному и утвержденному проекту рекультивации нарушенных земель в состояние, пригодное для использования их по назначению.

2.5. Проект рекультивации нарушенных земель должен соответствовать требованиям «О рекультивации земель, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы при разработке месторождений полезных ископаемых и торфа, проведении геологоразведочных, строительных и других работ» и предусматривать на сельскохозяйственных угодиях снятие плодородного слоя почв и перемещение его во временный отвал перед началом работ по строительству или ремонту магистральных трубопроводов и возвращение плодородного слоя на место после окончания работ.

Кроме этого, проект рекультивации земель должен предусматривать работы по удалению всех временных устройств и сооружений, уборке строительного мусора, удалению слоя почв в местах загрязнения нефтепродуктами и другими веществами, ухудшающими состояние почвы, засыпке и выравниванию всех ям, котлованов и траншей.

2.6. Трасса подземных нефтепроводов через каждый километр и в местах поворота трассы закрепляется в натуре постоянными знаками высотой 1,5—2 м, которые должны указывать ось нефтепровода, километр и пикет трассы, а также номер телефона эксплуатирующей организации.

Знаки, как правило, совмещаются с катодными выводами.

Кроме того, на трассе должны быть знаки границ обслуживания, предупредительные знаки с запрещением остановки на пересечениях нефтепровода с автодорогами, железными дорогами, у колодцев линейных задвижек, сборников нефти и в других опасных местах согласно «Правилам охраны магистральных трубопроводов».

Помимо постоянных знаков у каждого линейного ремонтера и в машинах линейной службы должны быть переносные предупредительные знаки для ограждения мест утечек нефти, ремонтируемых участков, мест размыва нефтепровода и т. п.

2.7. При эксплуатации нефтепроводов расстояния до близлежащих строений, промышленных и гражданских сооружений от оси нефтепровода (охранные зоны) должны быть не менее установленных строительными нормами и правилами «Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования».

2.8. Минимальные расстояния от оси подземных магистральных нефтепроводов и нефтеперекачивающих станций до населенных пунктов, промышленных предприятий, отдельных зданий и сооружений определяются СНиП «Магистральные нефтепроводы. Нормы проектирования».

На остальных участках трассы магистральных нефтепроводов для обеспечения надежных условий эксплуатации и исключения повреждений их устанавливаются охранные зоны в виде полосы земли, ограниченной линиями, проходящими в 50 м (на землях сельскохозяйственного назначения в 25 м) от оси трубопровода с каждой стороны.

2.9. Для нефтеперекачивающих станций, баз приема и отгрузки нефти, пунктов подогрева, станций смешения нефти и т. п. территориальных объектов охранная зона ограничивается замкнутой линией, отстоящей от границ объектов на расстоянии 100 м.

2.10. Охранная зона магистрального нефтепровода должна быть отражена в картах землеустроителя и землепользователя.

2.11. В охранной зоне магистральных нефтепроводов и их объектов запрещается:

возводить какие-либо постройки и сооружения, кроме сооружений, оговоренных СНиП и согласованных с УМН (ПОМН);

производить всякого рода горные, карьерные, строительные, монтажные и взрывные работы;

сооружать линии связи других министерств и ведомств, воздушные и кабельные электросети и различные трубопроводы;

располагать полевые станы, загоны для скота, коновязи, складировать корма и удобрения, скирдовать сено и солому, устраивать стоянки машин, устраивать стрельбища, разводить костры, выделять участки под сады, сооружать проезды и переезды и др.;

бросать якоря, устраивать причалы, выделять рыболовные угодья, производить дноуглубительные и землечерпательные работы;

производить земляные работы на глубину более 0,3 м и планировку грунта землеройными машинами.

В отдельных случаях производство указанных работ допускается при условии предварительного согласования в каждом отдельном случае с УМН (ПОМН) и принятия необходимых мер безопасности.

В любых случаях размещение производственных, общественных и жилых зданий (включая домики садоводческих кооперативов) и складов сгораемых материалов не допускается.

2.12. В охранной зоне магистральных нефтепроводов посторонним лицам запрещается производить всякого рода действия, которые могут нарушить их нормальную эксплуатацию, в частности, производить засыпку и поломку замерных и сигнальных знаков; открывать двери и люки необслуживаемых усилительных пунктов, станций катодной и дренажной защиты, линейных и смотровых колодцев и других линейных устройств.

2.13. Земли, входящие в охранную зону магистральных нефтепроводов, не подлежат изъятию у землепользователей и используются ими при обязательном выполнении требований, предусмотренных в пунктах 2.11 и 2.12 настоящих Правил, в порядке, определяемом райисполкомами и горисполкомами, по согласованию с предприятиями, в ведении которых находятся магистральные нефтепроводы.

2.14. УМН, РУМН, ЛПДС, в ведении которых находятся магистральные нефтепроводы, разрешается:

устройство шурфов для проверки качества изоляции нефтепроводов и определения степени износа средств электрохимзащиты;

при авариях на магистральных нефтепроводах, проходящих через лесные массивы, — вырубка деревьев с последующим оформлением в установленном порядке лесорубочных билетов и очисткой мест рубки от порубочных остатков.

В случаях аварии на нефтепроводе эксплуатирующая организация (ЛПДС, НПС, ОАВП, АВП) немедленно приступает к ее ликвидации с одновременным уведомлением близлежащих предприятий и организаций.

2.15. При совпадении охранной зоны магистральных трубопроводов с полосой отвода железных и автомобильных дорог, ЛЭП и других объектов земли, находящиеся в границах такого совпадения, используются заинтересованными сторонами по согласованию между собой, с соблюдением установленных для эксплуатации этих сооружений правил.

2.16. Условия выполнения сельскохозяйственных работ над трубопроводами и в охранной зоне устанавливаются УМН (ПОМН) и направляются в исполкомы Советов народных депутатов.

2.17. Для производства плановых ремонтных работ на нефтепроводе должен быть оформлен в соответствии с п. 2.2 настоящих Правил временный отвод земель вдоль трассы нефтепровода, а также на участках подъездов к ней (временных дорог) и местах размещения временных баз и складов.

2.18. О сроках производства плановых и аварийных ремонтных работ землепользователи данного участка охранной зоны вдоль трассы нефтепровода должны быть своевременно уведомлены.

2.19. Возмещение убытков землепользователям при производстве технического обслуживания, плановых и аварийных ремонтов нефтепровода производится в установленном порядке.

2.20. К любой точке трассы магистрального нефтепровода должна быть обеспечена возможность подъезда транспортных средств и механизмов, необходимых для

выполнения аварийно-ремонтных работ, при этом должны максимально использоваться дороги общего пользования.

2.21. Объезд естественных и искусственных препятствий (овраги, небольшие речки, ручьи и т. д.), встречающихся на трассе нефтепровода, осуществляется по существующим дорогам общего пользования, а там, где их нет, должны быть сделаны земляные насыпи с водоспуском для проезда транспорта и аварийной техники.

2.22. В исполнительную документацию магистрального нефтепровода своевременно должны вноситься изменения, касающиеся строительства объектов в охранной зоне, пересечения нефтепровода трубопроводами и коммуникациями другого назначения и конструктивные изменения объектов линейной части нефтепровода.

2.23. Трасса магистрального нефтепровода в пределах 3 м от оси крайнего нефтепровода, должна периодически расчищаться от поросли и содержаться в надлежащем безопасном противопожарном состоянии.

2.24. По всей трассе должна поддерживаться проектная грубина заложения нефтепровода.

Фактическая глубина заложения нефтепровода должна контролироваться на непахотных землях не реже одного раза в 5 лет, на пахотных — один раз в год. Контроль производится через 500 м по длине и в характерных точках (низины, овраги и др.).

На участках с глубиной заложения нефтепровода менее 0,8 м до верха образующей трубы должны предусматриваться дополнительные меры по обеспечению его сохранности.

Оголение нефтепровода, провисание и другие нарушения не допускаются. При их наличии участки нефтепровода подвергаются капитальному ремонту и заглубляются в соответствии с требованиями СНиП.

2.25. Для защиты от размыва траншеи и обнажения нефтепроводов должны предусматриваться соответствующие мероприятия: организация стока поверхностных 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.

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

2.27. 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 ее вдоль трубопровода.

2.28. Для участков магистральных нефтепроводов, пролегающих вблизи населенных пунктов и промышленных предприятий, расположенных на отметках ниже трубопровода на расстоянии от него менее 500 м при диаметре 700 мм и менее и ближе 1000 м при диаметре более 700 мм, при строительстве и очередном капитальном ремонте с заменой труб должны быть предусмотрены мероприятия:

отнесение участков к категории «В»;

установка при необходимости дополнительной запорной арматуры.

СОБСТВЕННО ТРУБОПРОВОД

2.29. К собственно трубопроводу относится конструкция изолированного трубопровода с запорной арматурой и смонтированными непосредственно на трубопроводе устройствами и приспособлениями.

2.30. Трубопровод должен быть защищен от почвенной коррозии и блуждающих токов противокоррозионными покрытиями и системой электрохимзащиты.

2.31. Работоспособность трубопровода и его арматуры, изоляционного покрытия, устойчивость к внутренней коррозии должны быть обеспечены при проектировании, строительстве и эксплуатации из расчета возможности перекачки нефти с температурой до плюс 40°С.

Для «горячих» нефтепроводов (с температурой перекачиваемой нефти более плюс 40°С) в проекте должны быть предусмотрены специальные мероприятия, обес-

печивающие работоспособность изоляционных покрытий и устойчивость трубопровода.

2.32. Воздушные переходы, их опоры и детали, а также другие подвергающиеся атмосферной коррозии наземные сооружения нефтепровода должны быть защищены от атмосферной коррозии в соответствии со СНиП «Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования».

Покрытие должно периодически восстанавливаться.

2.33. Устройства для спуска воды и воздуха, штуцеры, сигнализаторы, устройства для отбора проб и т. п. элементы на трубопроводе должны иметь съемные заглушки, коверы, ограждения и обозначены на поверхности земли предупредительными знаками.

2.34. Для замера давления на нефтепроводе должны устанавливаться манометры:

у каждой линейной задвижки с обеих сторон;

на обоих концах каждой нитки перехода через водные преграды до и после арматуры;

в конечном пункте перегона между станциями у приемной задвижки технологического трубопровода;

на обеих сторонах камеры пуска и приема скребка;

в наиболее характерных точках профиля нефтепровода.

Манометры должны быть постоянно включенными.

2.35. Размещение линейной запорной арматуры на нефтепроводе должно учитывать профиль трассы, чтобы свести потери нефти при повреждениях и плановых ремонтных работах до минимума.

2.36. Арматура на нефтепроводе при ремонтных работах должна ставиться серии не ниже предусмотренной проектом с предварительным проведением ревизии и гидравлического испытания на прочность и герметичность в соответствии с ГОСТ «Задвижки на условное давление p_y=25 МПа (250 кгс/см^2). Общие технические условия» и ГОСТ «Давления условные, пробные и рабочие для арматуры и соединительных частей трубопроводов».

2.37. Материал уплотнения сальников и прокладок арматуры выбирается в зависимости от рабочей среды и ее параметров, согласно действующим стандартам и техническим условиям.

2.38. Запорная арматура на нефтепроводе должна

быть ограждена, иметь нумерацию и предупредительные знаки.

2.39. Колодцы запорной арматуры должны возвышаться над поверхностью земли. Проникновение в колодцы грунтовых, паводковых вод и атмосферных осадков не допускается.

Колодцы, имеющие капитальное перекрытие, должны быть оборудованы естественной вентиляцией.

2.40. Арматура на нефтепроводах должна иметь площадки обслуживания и надписи с номерами согласно оперативной схеме, указатели направления вращения на закрытие и открытие и положения «Закрыто»—«Открыто».

2.41. При капитальном ремонте необходимо переходить от колодезной к бесколодезной установке линейной арматуры.

ПЕРЕХОДЫ ТРУБОПРОВОДА

2.42. К подводным переходам относится линейная часть нефтепровода со всеми сооружениями, проходящая через водные преграды.

Границами подводного перехода трубопровода, 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%-ной обеспеченности.

2.43. Все подводные трубопроводы на судоходных и сплавных водных путях на обоих береговых участках должны быть закреплены створными знаками с указанием пикета в соответствии с ГОСТ «Знаки информационные внутренних водных путей. Типы, основные параметры, размеры и технические требования».

2.44. На обоих берегах перехода шириной в межень более 100 м должны быть установлены постоянные реперы, к которым должна производиться высотная привязка результатов промеров при каждом обследовании перехода. Реперы должны быть установлены в незатопляемой зоне, с учетом их сохранения при возможных разрушениях берегов и повреждений при ледоходе. При ширине реки до 100 м допускается установка одного репера.

2.45. Для сохранности подводных переходов на судоходных реках и сплавных водных путях, согласно «Правилам плавания по внутренним судоходным путям РСФСР» и «Уставу внутреннего водного транспорта СССР», в местах расположения подводных переходов должны предусматриваться информационные знаки ограждения охранной зоны. Знаки должны освещаться в ночное время в течение всего периода навигации и должны быть занесены в лоцманские карты.

Охранная зона подводного перехода устанавливается в виде участка водного пространства от водной поверхности до дна, заключенного между параллельными плоскостями, отстоящими от осей крайних ниток нефтепроводов на 100 м с каждой стороны.

2.46. В местах переходов через судоходные и сплавные реки обязательна установка блок-постов, а на многониточных переходах — организация пунктов технического обслуживания, укомплектованных плавсредствами, приспособлениями для защиты водоемов от загрязнения нефтью (согласно «Инструкции по контролю за строительством, приемке и эксплуатации подводных переходов магистральных нефте- и продуктопроводов»).

2.47. Сооружение подводного перехода и его капитальный ремонт должны производиться по проекту с учетом возможных деформаций русла и перспективных дноуглубительных работ.

2.48. При заполнении подводных переходов нефтью с учетом диаметра и метода заполнения должны быть предусмотрены меры, предупреждающие его всплытие: установка береговых устройств для выпуска воздуха; засыпка трубопровода в соответствии с проектом и др.

Аналогичные меры должны предусматриваться во всех случаях, когда возможно попадание воздуха в нефтепровод (при ликвидации аварии, при очистке трубопровода и т. п.).

2.49. С целью обеспечения надежности работы подводных переходов через судоходные и сплавные водные пути необходимо вести контроль за деформацией берегов в створе переходов, изменением русловой части водоема и относительным положением трубопровода.

Трубопровод на всем протяжении подводной части должен быть заглублен в грунт не менее чем на 1 м,

чтобы исключить возможность повреждения его якорями, судами, волокушами плотов и т. д.

2.50. Обследование подводной части перехода должно производиться в соответствии с «Инструкцией по контролю за строительством, приемке и эксплуатации подводных переходов магистральных нефте- и продуктопроводов» по утвержденному графику. Данные результатов обследования заносятся в паспорт перехода.

2.51. При нормальной работе трубопровода все его нитки на переходе должны находиться в работе. Не реже одного раза в год необходимо отключать нитки путем закрытия задвижек с одной стороны перехода на 2—3 суток и направлять поток нефти поочередно по каждой нитке для промывки.

При необходимости полного отключения одной нитки должны быть предусмотрены меры, предупреждающие повышение давления в трубопроводе от температурных воздействий.

2.52. На судоходных реках и двухниточных подводных переходах нефтепровода через реки должен быть составлен технический паспорт установленной формы.

2.53. Переходы через железные и автомобильные дороги I—IV категорий должны быть осуществлены в кожухах из труб диаметром не менее чем на 100—200 мм больше диаметра магистрального трубопровода. Концы кожухов должны иметь водонепроницаемые уплотнения. При эксплуатации таких переходов необходимо уделять особое внимание наблюдению за смотровыми колодцами и имеющимися устройствами для отвода нефти на случай повреждения перехода.

2.54. Воздушные переходы трубопровода через естественные препятствия (реки, ручьи, овраги) должны быть выполнены по индивидуальным проектам, в соответствии с действующими СНиП, иметь единую нумерацию и технические паспорта.

Ежегодно должна выполняться нивелировка переходов трубопровода и техническое освидетельствование строительных конструкций, опор, траверс.

На мостовые, вантовые и другие сложные переходы должны быть разработаны местные инструкции по их обслуживанию и ремонту, подготовлены лица из числа персонала ОАВП для выполнения работ на сложных переходах.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ

2.55. При эксплуатации нефтепроводов должна быть обеспечена их работоспособность на заданном уровне путем своевременного проведения мероприятий планового технического обслуживания и ремонта согласно утвержденным регламентам работ, а также качественным выполнением восстановительных работ при неплановых ремонтах.

Для методического и организационно-технического руководства техническим обслуживанием, ремонтом и использованием линейной части на всех уровнях (Главк, УМН (ПОМН), РУМН) создаются отделы технической эксплуатации сооружений магистральных нефтепроводов, производственный по капитальному ремонту и отдел электрохимической защиты.

2.56. Для выполнения технического обслуживания и ремонта (текущего и непланового) линейной части магистральных нефтепроводов в составе РУМН (УМН) предусматривается база производственного обслуживания (БПО), ОАВП, АВП.

Капитальный ремонт линейной части осуществляется ремонтно-строительными подразделениями в составе УМН (ПОМН), РУМН.

2.57. Границы обслуживания магистральных нефтепроводов между отдельными подразделениями (НПС, АВП, ОАВП) устанавливаются РУМН по согласованию с УМН (ПОМН).

2.58. Организационная структура и состав подразделений, обслуживающих линейную часть магистрального нефтепровода, устанавливаются в соответствии с «Основными положениями по разработке и внедрению ЦСТОР».

Основными подразделениями являются:

аварийно-восстановительные пункты (АВП);

опорные аварийно-восстановительные пункты (ОАВП);

аварийно-восстановительные поезда;

специализированные аварийно-восстановительные управления (САВУ, СУПЛАВ);

2.59. На подразделения, обслуживающие линейную

часть нефтепровода, возлагаются следующие обязанности:

периодический осмотр нефтепроводов и их сооружений, выявления утечек нефти и других нарушений и неисправностей;

техническое обслуживание и текущий ремонт нефтепровода, а также ликвидация отказов (аварий);

контроль за состоянием переходов через естественные и искусственные препятствия;

врезка в нефтепроводы и отводы от них для подключения новых объектов, реконструкции узлов переключения, устройства перемычек и т. п.;

содержание сооружений, трассы и охранной зоны нефтепровода в состоянии, отвечающем требованиям настоящих Правил и норм проектирования магистральных нефтепроводов;

оформление в установленном порядке документации на ремонтные работы и ликвидацию аварий;

поддержание в исправном состоянии табельной техники, приспособлений и другого имущества, своевременное их пополнение;

осуществление мероприятий по подготовке нефтепровода к работе в осенне-зимний период и к весеннему паводку;

проведение в установленные графиком сроки учебно-тренировочных занятий с отработкой планов ликвидации аварий с целью проверки готовности техники и персонала к выполнению работ по ликвидации возможных аварий;

подготовка к эксплуатации и заполнению нефтью вновь вводимых нефтепроводов и очистка внутренней полости действующих.

2.60. Работники, выполняющие техническое обслуживание и ремонт линейной части нефтепровода, обязаны знать трассу магистрального нефтепровода, технологические схемы сооружений, устройство и работу арматуры, находящейся на обслуживаемом участке.

2.61. Ремонтно-восстановительное подразделение должно оснащаться необходимыми транспортными средствами, оборудованием, материалами, инструментами и инвентарем в соответствии с «Табелем технического оснащения аварийно-восстановительных пунктов магистральных нефтепроводов».

2.62. Технические стредства аварийно-восстановительного подразделения (транспортные и ремонтно-строительные машины и механизмы) должны иметь соответствующие надписи.

2.63. Все оборудование, транспорт и имущество линейной службы, предназначенное для выполнения аварийно-восстановительных работ, должно находиться в постоянной исправности и готовности к немедленному выезду и применению. Закрепленную для этих целей технику использовать не по назначению запрещается.

2.64. Периодичность осмотра нефтепровода путем обхода, объезда или облета устанавливается руководством УМН (РУМН) в зависимости от местных условий, сложности рельефа трассы нефтепровода и времени года.

Внеочередные осмотры производятся после стихийных бедствий, в случае обнаружения утечки нефти на трассе нефтепровода, падении давления, отсутствия баланса нефти и т. п. признаков повреждения нефтепровода.

Осмотр магистральных нефтепроводов в период подготовки к эксплуатации в осенне-зимний и послепаводковый периоды производится в соответствии с приказом УМН или вышестоящих организаций.

2.65. Обслуживание трассы воздушным транспортом выполняется в соответствии с «Основными условиями на выполнение в народном хозяйстве работ самолетами и вертолетами Министерства гражданской авиации СССР».

2.66. Задачами авиационного обслуживания может быть не только контроль состояния нефтепроводов со всеми линейными устройствами, сооружениями, зданиями, переходами и пересечениями, но и транспортировка ремонтных групп с комплексом инструментов на место производства работ, надзор за ходом строительства участков нефтепровода и НПС и др.

2.67. Организация работ по авиационному обслуживанию трассы, включая оформление договора, должна осуществляться ответственным лицом, назначенным приказом по УМН (РУМН).

На НПС, базах приема и отгрузки нефти, пунктах подогрева, станциях смешения и других необходимых местах линейной части должны быть предусмотрены

вертолетные площадки, взлетно-посадочные полосы для авиатранспорта.

2.68. Результаты осмотра и все выполняемые в процессе облета операции должны фиксироваться в «Журнале наблюдений при облете трассы».

2.69. При обходах, объездах и облетах должны соблюдаться соответствующие правила безопасности.

2.70. Техническое обслуживание и ремонт сооружений и оборудования нефтепровода производятся аварийно-восстановительной службой по утвержденному графику, согласно утвержденному регламенту работ.

2.71. Для поддержания пропускной способности и снижения затрат на перекачку должна проводиться периодическая очистка нефтепроводов от внутренних отложений. Периодичность очистки выбирается в зависимости от интенсивности накопления отложений, на основе анализа режимов перекачки и сопоставления их с расчетными.

Очередная очистка нефтепроводов должна производиться при снижении пропускной способности не более чем на 3%.

Все работы по подготовке и проведению очистки нефтепровода должны выполняться в соответствии с «Инструкцией по очистке магистральных трубопроводов от внутренних отложений».

2.72. Виды и объемы ремонта собственно трубопровода устанавливаются на основе оценки его технического состояния по данным осмотров в шурфах, электроизмерений, анализа отказов, технических норм, требований паспортов и инструкций заводов-изготовителей, а также мероприятий по повышению надежности и безопасности эксплуатации, предусмотренных в планах УМН (ПОМН).

2.73. Для трубопровода с повышенной коррозийностью или при возрастании аварий на его участках могут быть назначены испытания на повышенное давление в соответствии с «Временными правилами испытания действующих нефтепроводов».

2.74. Капитальный ремонт нефтепроводов должен производиться в соответствии с действующими правилами капитального ремонта магистральных нефтепроводов по плану, утвержденному Главным управлением по транспортированию и поставкам нефти.

2.75. Каждое УМН, РУМН должно разрабатывать и утверждать конкретный план мероприятий по обеспечению безаварийной работы нефтепровода и всех его сооружений в осенне-зимний и весенний паводковый периоды.

2.76. В плане подготовки к эксплуатации нефтепровода в зимних условиях должны быть предусмотрены:

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

ревизия и ремонт сальниковых уплотнений в патронах переходов через шоссейные и железные дороги для предотвращения попадания воды в патрон;

создание необходимого запаса материалов и инструментов на базисных складах и в необходимых местах трассы;

восстановление противопожарных сооружений;

перевод на зимнюю эксплуатацию аварийно-ремонтной техники и другие мероприятия, направленные на обеспечение бесперебойного транспорта нефти в зимних условиях;

промывка нефтью тупиковых и непроточных участков и арматуры;

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

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

ремонт и укрепление воздушных подводных переходов;

подготовка аварийно-ремонтной техники, замена смазки редукторов, проверка запорной арматуры на полное закрытие и открытие;

создание временных опорных пунктов в отдельных труднодоступных местах трассы нефтепровода с оснащением необходимой техникой, материалами и инструментами;

создание необходимого запаса горюче-смазочных материалов;

восстановление нагорных водоотводных канав, противопожарных сооружений, водопропускных устройств, очистка их от снега;

ремонт ледорезов в местах возможных заторов льда;

обрубка льда в урезах рек над подводными переходами;

подготовка плавучих средств и средств сбора нефти с водной поверхности;

ремонт мостов через реки и ручьи и подготовка дорог для проезда аварийно-ремонтной техники;

назначение дежурных постов на особо ответственных местах;

приоткрытие задвижек в тупиковых участках камер скребка и других подобных местах.

Состояние канав для отвода нефти в безопасное место при аварии и ливневых вод должно проверяться два раза в год — весной и осенью.

Мероприятия по подготовке к паводку должны быть согласованы с паводковыми комиссиями при исполнительных комитетах Советов народных депутатов по месту прохождения трассы нефтепровода.

2.78. Повреждения на нефтепроводе могут быть обнаружены:

по падению давления на выходе перекачивающей станции;

по повышению нагрузки двигателей магистральных насосов;

по разнице баланса перекачки между насосными станциями;

акустическими и гидродинамическими методами;

путем использования трассирующих веществ (радиоактивные изотопы и др.);

пропуском внутри трубы специальных устройств и приборов;

визуально — периодическим осмотром трассы.

2.79. В УМН, РУМН в соответствии с «Инструкцией по составлению планов ликвидации аварий» разрабатываются планы ликвидации возможных аварий на магистральном нефтепроводе. План ликвидации аварий должен содержать:

оперативную часть, в которой предусматриваются: вид и место возможных аварий, условия, опасные для людей и окружающей среды, расчет количества выхода нефти с поврежденного участка; мероприятия по эвакуации людей и охране окружающей среды, по локализации выхода нефти, отключению поврежденного участка, ликвидации аварий; действия ИТР и рабочих, меры

техники безопасности и пожарной безопасности; мероприятия по тушению нефти в случае ее загорания; места нахождения служб и средств для ликвидации аварий;

распределение обязанностей между отдельными лицами, участвующими в ликвидации аварий;

список должностных лиц и учреждений, которые должны быть извещены об аварии, и порядок извещения.

2.80. Ликвидация аварии производится согласно утвержденной главным инженером УМН, РУМН инструкции на ликвидацию аварии на магистральном нефтепроводе.

2.81. Перед началом огневых работ поврежденный участок изолируется от газов и паров нефти с помощью герметизирующих тампонов и приспособлений. Для создания тампонов применяются глина, глиняный порошок, быстросхватывающиеся жесткие пенополиуретаны, другие средства, обеспечивающие герметизацию и безопасность работ.

2.82. На трассе нефтепровода должно быть организовано хранение аварийного запаса труб в соответствии с «Указаниями по определению аварийного запаса труб для магистральных нефте- и продуктопроводов». Трубы аварийного запаса должны быть уложены на стеллажи с ограничителями, препятствующими раскатыванию труб.

2.83. Трубы аварийного запаса должны быть очищены от ржавчины и окалины и загрунтованы снаружи и изнутри и иметь на концах заглушки.

2.84. На каждой трубе аварийного запаса должны быть нанесены белой краской длина и диаметр, толщина стенки и марка стали. В РУМН должны храниться копии сертификатов на трубы аварийного запаса.

2.85. В летний период грунтовка и надписи на трубах аварийного запаса должны быть обновлены, стеллажи отремонтированы и аварийный запас пополнен до нормы.

2.86. Трубы, применяемые для замены поврежденного участка, должны быть предварительно испытаны на давление, создающее напряжение в теле трубы, равное пределу текучести (с учетом минусового допуска по толщине стенки), с оформлением акта.

3. НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИЕ СТАНЦИИ

ТЕРРИТОРИЯ

3.1. Нефтеперекачивающие станции (НПС) представляют собой комплексы сооружений и устройств для приема, накопления и перекачки нефти по магистральному нефтепроводу и подразделяются по назначению на головные нефтеперекачивающие станции (ГНПС) и промежуточные (ПНПС).

По способу исполнения (строительства) НПС могут быть с расположенными под общим укрытием нефтеперекачивающими агрегатами и с установленными на открытых площадках нефтеперекачивающими агрегатами.

По способу монтажа оборудования НПС могут быть выполненными из укрупненных блоков или из отдельных элементов.

3.2. В состав НПС входят: насосный цех с насосно-силовыми агрегатами и системами смазки, охлаждения и подачи топлива; резервуарный парк; технологические трубопроводы; системы водоснабжения, теплоснабжения, вентиляции, канализации, пожаротушения; устройства электроснабжения, автоматики и телемеханики; связи и радиофикации; производственно-бытовые здания и сооружения; сооружения общего назначения.

3.3. Насосные станции размещаются на ограждаемой площадке, удаленной от населенных пунктов и промышленных предприятий в соответствии со СНиП «Нормы проектирования. Магистральные трубопроводы» и охраняемой в установленном порядке.

3.4. К началу эксплуатации НПС должны быть закончены и приняты все предусмотренные проектом работы, включая работы по благоустройству и ограждению территории с охранной сигнализацией.

3.5. Для обеспечения нормальной эксплуатации зданий, сооружений и территории НПС должны содержаться в исправном состоянии:

система отвода поверхностных и грунтовых вод (канавы, кюветы, водосточные трубы, отмостки и т. п.);

автомобильные дороги, подъезды к пожарным гидрантам и водоемам, мосты, переходы и др.;

системы водоснабжения, пожаротушения, промышленной и хозяйственно-фекальной канализации, дренажа и теплоснабжения;

источники питьевой воды, водоемы и санитарные зоны охраны источников водоснабжения;

обвалование резервуарных парков, очистных сооружений;

ограждение и благоустройство территории.

3.6. Подземные технологические коммуникации, водопроводы, сети канализации и теплоснабжения, кабельные и другие коммуникации, сооружения и колодцы должны иметь на поверхности земли указатели с соответствующей привязкой.

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

3.8. На территории перекачивающей станции должны быть установлены знаки, регламентирующие движение транспортных средств.

3.9. Не допускается засорение территории и скопление на ней разлитой нефти, нефтепродуктов, воды; в зимнее время необходимо своевременно удалять снег с проездов, тротуаров, дорог, а также с тех участков территории, где производятся или могут производиться оперативные переключения.

3.10. Освещенность территории перекачивающей станции, а также освещенность внутри производственных помещений в любом месте должна соответствовать установленным нормам и гарантировать безопасность обслуживания.

3.11. При расширении перекачивающей станции или строительстве новых объектов внутри станции площадки строительства должны быть отделены от эксплуатирующихся объектов ограждением. Временные сооружения необходимо размещать вне территории эксплуатируемой части. Размещение временных сооружений согласовывается с РУМН.

3.12. Применение открытого огня на территории перекачивающей станции запрещается. Сварочные и другие огневые работы производятся на специально обо-

рудованной и обозначенной знаками площадке, согласованной с пожарной охраной и определенной приказом по РУМН, ЛПДС, НПС.

Сварочные работы на территории НПС вне отведенных площадок — в помещениях, сооружениях и технологических установках выполняются только по письменному разрешению руководства ЛПДС (НПС) в соответствии с «Типовой инструкцией о порядке ведения сварочных и других огневых работ на взрывоопасных и пожароопасных объектах нефтяной промышленности».

3.13. В помещениях класса В1А и наружных установках класса В1Г, в которых имеются или могут образоваться взрывоопасные смеси, должны применяться инструменты, не дающие при работе искр (омедненные, из бериллиевой бронзы и др.).

3.14. На дверях (воротах, калитках) всех помещений, зданиях и объектах, относящихся к взрыво- и пожароопасным, должны быть надписи, указывающие категорию и класс взрыво- и пожароопасности в соответствии со СНиП «Нормы проектирования. Производственные здания промышленных предприятий» и «Правилами устройства электроустановок», а также надписи с указанием лиц, ответственных за технику безопасности и пожарную безопасность.

3.15. Курить на территории НПС разрешается только в местах, специально отведенных для курения по согласованию с пожарной охраной. В указанных местах должны быть таблички с надписями «Место для курения» и установлены емкости с водой и урны для окурков.

3.16. На каждую НПС должен быть оформлен технический паспорт (формуляр) с перечнем смонтированного оборудования и сооружений с краткой их технической характеристикой, формами для записи фактов эксплуатации.

3.17. Территория перекачивающих станций должна иметь планировку, исключающую попадание нефти от насосной и технологических трубопроводов в случае ее разлива в сторону объектов, опасных в пожарном отношении (котельные, электроподстанции и др.).

3.18. Ответственность за техническую эксплуатацию территории отдельных цехов несут их руководители.

3.19. За техническим состоянием строительных конструкций производственных зданий и сооружений должен быть установлен постоянный контроль. Особое внимание должно уделяться несущим частям конструкций, подверженным динамическим нагрузкам, перекрытиям и фундаментам.

При обнаружении повреждений и неисправностей в зданиях и сооружениях должны быть немедленно приняты меры к предотвращению распространения повреждений и к их устранению. В зимний период необходимо удалять снег с крыш производственных зданий.

3.20. Реконструкция и ремонт зданий, сооружений и их элементов производятся по проекту реконструкции или ремонта.

3.21. Металлические конструкции в целях защиты от коррозии должны периодически окрашиваться. Деревянные конструкции необходимо покрывать или пропитывать антисептиками (пораженные грибком деревянные конструкции должны заменяться новыми). Деревянные конструкции должны иметь огнезащиту согласно классу пожароопасности помещения.

3.22. В соответствии с «Руководством по наблюдению за деформациями оснований и фундаментов зданий и сооружений» для замеров их осадки на территории перекачивающей станции должен быть установлен постоянный репер, закладываемый ниже глубины промерзания грунта.

В наружных стенах и колоннах наиболее ответственных сооружений должны быть заложены постоянные стенные реперы на высоте не более 20 см от отмостки.

3.23. За осадкой фундаментов наиболее ответственных зданий и сооружений (насосные, водонапорные башни, дымовые трубы, котельные и др.) в первый год их эксплуатации должно быть установлено наблюдение путем ежемесячного замера осадки.

В последующие годы осадку фундаментов необходимо замерять через каждые 6 месяцев до ее прекращения.

3.24. Особое внимание необходимо уделять состоянию фундаментов основного оборудования (двигателей и насосов), а также фундаментов под трубами и дру-

гими технологическими сооружениями, следить за появлением трещин, разрушений от вибрации, температурных воздействий и других причин.

Обнаруженные в стенах и фундаментах трещины должны быть отмечены масляной краской с указанием номера каждой трещины.

За развитием трещин должен быть установлен контроль при помощи маяков. Все работы по наблюдению за осадками должны вестись в соответствии с «Руководством по наблюдению за деформациями оснований и фундаментов зданий и сооружений».

3.25. Во избежание порчи фундаментов нельзя допускать попадания масла или жидкого топлива под фундаментные рамы двигателей, насосов и других механизмов.

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

3.26. Фундаменты разделительных стен между взрывоопасными и невзрывоопасными помещениями должны быть заглублены, чтобы исключить попадание нефти из одного помещения в другое.

3.27. Площадки и лестницы должны быть ограждены перилами высотой не менее 1 м. Перила площадок и лестниц с внешней части снабжаются отбортовкой высотой не менее 15 см от низа. Запрещается загромождать площадки и лестницы материалами, частями оборудования и другими предметами.

3.28. Разделительная стена насосного зала должна проверяться на герметичность методом задымления не реже одного раза в год.

Производственные здания с подвалами, коридорами и приямками, а также все помещения для вспомогательного оборудования должны содержаться в чистоте и порядке.

3.29. На каждой перекачивающей станции должен быть заведен журнал осмотров и ремонтов сооружений и зданий для записи:

даты осмотров и их результатов с описанием всех замеченных повреждений;

выполненных ремонтных работ с указанием даты начала и конца ремонта, его характера и объема;

данных об авариях конструкций и их ликвидации;

результатов замеров осадки фундамента;

данных о трещинах, появляющихся в стенах и фундаментах (дата обнаружения трещины и ее местонахождение).

Запись производится лицом, ответственным за исправное состояние сооружений и зданий.

НАСОСНЫЙ ЦЕХ

3.30. В насосном цехе устанавливается основное и вспомогательное оборудование.

К основному оборудованию относят насосы и двигатели, приводящие их в движение (в соединении называемые насосными агрегатами), которые осуществляют перекачку нефти по магистральному нефтепроводу, на наливные эстакады, причалы и пирсы, а также внутристанционную перекачку.

К вспомогательному относят оборудование, обслуживающее насосные агрегаты, — системы смазки, охлаждения, подачи топлива, контроля и защит.

Кроме того, насосный цех оборудуется системами водоснабжения, теплоснабжения, вентиляции и канализации.

3.31. Насосные агрегаты и вспомогательное оборудование, установленные в насосном цехе, должны иметь порядковый станционный номер в соответствии с технологической схемой.

Номера оборудованиия должны быть нанесены на видном месте белой краской, причем номера на основные агрегаты наносятся как на насос, так и на двигатель; вспомогательное оборудование, предназначенное для обслуживания одного насосного агрегата, должно иметь станционный порядковый номер этого агрегата.

3.32. Полы в насосном цехе должны изготавливаться из материалов, непроницаемых и не впитывающих нефть, нескольких, легко моющихся.

3.33. Помещение насосной (полы, приямки, лотки и др.) должны содержаться в чистоте и регулярно промываться водой.

3.34. В насосном цехе запрещается загромождать проходы материалами, оборудованием и другими предметами.

3.35. Монтаж и наладка насосных агрегатов должны производиться согласно проекту и инструкциям заводов-изготовителей.

3.36. Гидравлические испытания коллектора после монтажа должны осуществляться согласно действующим нормам и правилам. Испытания технологических трубопроводов должны проводиться совместно с насосами.

3.37. К началу эксплуатации станции должна быть подготовлена инструкция, в которой должны быть указаны последовательность операций пуска и остановки вспомогательного и основного оборудования, порядок обслуживания и действий персонала в аварийной ситуации.

Запрещается пускать агрегат:

без включенной приточно-вытяжной вентиляции;

без включенной маслосистемы;

при незаполненном жидкостью насосе;

при попадании нефти в маслосистему;

при наличии других технологических нарушений и ненормальностей, причины которых не выяснены.

Запрещается эксплуатировать агрегат при нарушении герметичности соединений; запрещается подтягивать резьбовые соединения, находящиеся под давлением.

3.38. Эксплуатация насосных агрегатов должна осуществляться с включенными автоматическими защитами.

3.39. Насосный агрегат должен иметь автоматическую защиту при отклонении технологических параметров за установленные пределы, заданные уставками:

падение давления в системе смазки;

повышение температуры подшипников, корпуса насоса и электродвигателя или нефти;

повышенная утечка нефти через уплотнения;

падение избыточного давления воздуха в корпусе электродвигателя;

падение давления в системе охлаждения;

повышенная вибрация.

Отдельные насосные агрегаты отключаются при максимальном давлении на нагнетании станции или в коллекторе, при минимальном давлении на всасывании, при

предельном перепаде на регулирующем клапане (в случае, если они работают первыми по ходу нефти).

3.40. Нефтеперекачивающая станция должна автоматически отключаться при следующих ситуациях:

предельно допустимая концентрация паров в насосном отделении;

предельный перепад давления на регулирующем органе;

пожар в насосной;

затопление насосной;

предельно максимальное давление на выходе станции;

предельно минимальное давление на входе станции;

отказ вспомогательных систем, обслуживающих насосные агрегаты;

максимальный (аварийный) уровень в резервуарах сбора утечек;

предельно максимальное давление до регулирующего клапана.

3.41. Карты уставок технологической защиты нефтеперекачивающих станций должны находиться у диспетчера и сменного инженера НПС (оператора), журнал уставок релейной защиты электрооборудования — у старшего инженера-энергетика.

3.42. Дежурный персонал должен вести журнал эксплуатации насосных агрегатов, где отражается время работы агрегатов, ведется запись показаний измерительных приборов, о замеченных неисправностях и об их устранении.

3.43. На неавтоматизированных НПС аварийная остановка насосного агрегата должна быть осуществлена дежурным персоналом в следующих случаях:

при появлении дыма из подшипников, уплотнений, сальников в разделительной стене;

при появлении металлического звука или шума в агрегате;

при значительной утечке нефти на работающем агрегате;

во всех случаях, создающих угрозу обслуживающему персоналу;

сильной вибрации;

при перегреве подшипников;

при пожаре и повышенной загазованности.

3.44. После остановки насосного агрегата (в том числе после вывода его в резерв) подача воздуха в воздушную камеру уплотнения прекращается.

Необходимо постоянно поддерживать перепад давления между воздушной камерой вала и насосным помещением не менее 20 мм вод. ст.

3.45. После аварийной остановки насосного агрегата необходимо выяснить причину остановки и до ее устранения не производить запуск данного агрегата.

3.46. Информация об аварийной остановке агрегата должна быть немедленно передана обслуживающим персоналом на соседние НПС и диспетчеру РУМН.

3.47. Техническое обслуживание и ремонт насосных агрегатов должны проводиться по утвержденному графику, в соответствии с инструкциями заводов-изготовителей, с оформлением нарядов-допусков согласно инструкции на проведение опасных работ.

3.48. Выключение и отключение насосных агрегатов на автоматизированных НПС производится диспетчером РУМН с районного диспетчерского пункта (РДП), на неавтоматизированных НПС — обслуживающим (оперативным) персоналом по письменному распоряжению диспетчера РУМН.

3.49. Электродвигатели, применяемые для привода магистральных насосов, должны быть взрывозащищенного исполнения, соответствующего категории и группе взрывоопасных смесей. При установке электродвигателей невзрывозащищенного исполнения электрозал должен быть отделен от насосного зала разделительной стенкой в соответствии с «Правилами устройства электроустановок». В электрозале должно обеспечиваться избыточное давление 3—5 мм вод. ст.

3.50. Эксплуатация электроустановок в насосном цехе должна соответствовать «Правилам технической эксплуатации электроустановок петребителей», «Правилам техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилам устройства электроустановок» и настоящим Правилам.

СИСТЕМА СМАЗКИ

3.51. Монтаж маслосистемы осуществляется по чертежам проектной организации, в соответствии со схемой маслоснабжения нефтяных магистральных насосных

агрегатов, с установочными чертежами и инструкциями заводов-изготовителей.

После окончания монтажных работ должна быть произведена очистка и промывка напорных и сливных маслопроводов и маслобака. Маслосистема должна быть заполнена маслом через фильтрующие сетки.

3.52. При пуско-наладочных работах производится прокачка масла по маслосистеме, регулируется расход масла по подшипникам насосных агрегатов путем подбора дроссельных шайб, маслосистема проверяется на плотность фланцевых соединений и арматуры.

При обнаружении механических примесей масло должно быть слито, промыты фильтры, трубопроводы, маслобак, подшипники, после чего маслосистема заполняется вновь.

3.53. В процессе эксплуатации насосного агрегата должны контролироваться и регистрироваться температура и давление масла на входе в подшипники агрегатов и температура подшипников.

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

3.54. Температурный режим в системе охлаждения масла должен поддерживаться в пределах, оговоренных инструкцией завода-изготовителя, и обеспечивать температуру подшипников агрегатов не выше максимально допустимых величин.

3.55. Масло, находящееся в системе смазки, должно заменяться свежим в установленные сроки.

Независимо от сроков, указанных в инструкции завода-изготовителя агрегата, масло должно быть заменено свежим при обнаружении любого из следующих признаков:

содержание механических примесей свыше 1,5%;

в масле содержание воды свыше 0,25%;

кислотность увеличилась свыше 1,5 кг КОН на 1 г масла;

температура вспышки по Бренкену снизилась до 150°С;

содержание кокса по Конрадсону свыше 3%;

в масле обнаружена нефть.

3.56. Для каждого типа насосного агрегата должна быть установлена периодичность отбора проб из систе-

мы смазки и проверки качества масла. Пробы должны отбираться в соответствии с действующим стандартом.

3.57. Во избежание повышенного износа насосов и двигателей не разрешается применять масла марок, не соответствующих рекомендованным заводом-изготовителем.

3.58. Масло от поставщика принимается при наличии паспорта на масло. При отсутствии паспорта приемка масла должна осуществляться после проведения соответствующих анализов.

3.59. Элементы системы смазки (трубопроводы, фильтры, холодильники, маслобак и др.) должны подвергаться периодической очистке.

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

3.61. В насосном цехе должна быть вывешена утвержденная схема масляной системы нефтеперекачивающей станции.

На схеме должны быть указаны маслопроводы, емкости, фильтры, насосы, арматура и т. п., а также допустимые минимальные и максимальные давления и температура масла.

СИСТЕМА ОХЛАЖДЕНИЯ

3.62. Вода, поступающая на охлаждение насосных агрегатов, должна соответствовать следующим требованиям:

содержание взвешенных механических примесей должно быть не более 25 мг/л;

временная (карбонатная) жесткость должна быть менее 3 мг-экв/л;

вода не должна содержать свободных минеральных и органических кислот и других вредных веществ;

допустимое содержание масла — следы;

содержание железа — не более 0,2 мг-экв/л.

Химический анализ охлаждающей воды должен производиться ежегодно.

3.63. Сроки и способы очистки полостей охлаждения агрегатов и теплообменных аппаратов системы охлаждения от накипи и загрязнений должны быть

установлены в зависимости от конструкции системы охлаждения, степени загрязнения, жесткости и расхода воды.

3.64. Необходимо не реже одного раза в смену проверять, нет ли в охлаждающей воде нефти и масла.

При обнаружении в воде нефти или масла должны быть приняты меры к немедленному выявлению и устранению повреждения.

3.65. Система охлаждения должна исключать возможность повышения давления воды в охлаждаемых полостях агрегата выше предельного, указанного заводом-изготовителем.

3.66. Наружные элементы системы охлаждения (трубопроводы, арматуры, градирни, емкости) должны быть своевременно подготовлены к работе в зимних условиях.

3.67. Забор воздуха для охлаждения двигателей производится в соответствии с проектом в местах, не содержащих паров нефти, пыли, влаги, химических агентов и т. д. выше предельных норм. Температура воздуха, подаваемого на охлаждение двигателей, должна соответствовать проекту.

3.68. В насосном цехе должна быть утвержденная схема системы охлаждения с коммуникациями, с указанием насосов, вентиляторов, арматуры, теплообменных аппаратов и т. п., а также допустимых значений давления и температуры охлаждающей среды.

ТОПЛИВНАЯ СИСТЕМА

3.69. Качество топлива, используемого для двигателей внутреннего сгорания, установленных на нефтеперекачивающей станции, должно соответствовать техническим условиям заводов-изготовителей двигателей и подтверждаться паспортом.

3.70. Закачка топлива в расходные емкости должна производиться через фильтры.

3.71. За состоянием емкостей, насосов, топливопроводов, арматуры и фильтров должно быть организовано систематическое наблюдение. Результаты осмотра и проведенных работ записываются в журнал технического обслуживания и ремонта оборудования.

3.72. Для насосного цеха, оборудованного дизелями,

должны быть установлены нормы удельного расхода топлива на тонну перекачиваемого или наливаемого продукта.

3.73. Для приема, хранения и учета топлива должно быть назначено ответственное лицо.

3.74. В насосном цехе должна быть схема топливной системы с указанием емкостей, насосов, фильтров, арматуры и т. п., а также допустимых максимальных и минимальных значений температуры топлива.

БЛОЧНО-КОМПЛЕКТНЫЕ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИЕ СТАНЦИИ

3.75. Эксплуатация блочно-комплектных нефтеперекачивающих станций (БКНС) должна осуществляться в соответствии с «Руководством по организации и технологии технического обслуживания и ремонта автоматизированной блочно-комплектной нефтеперекачивающей станции (БКНС)» и инструкциями заводов-изготовителей оборудования БКНС.

3.76. Оборудование БКНС — механическое, электрооборудование, средства автоматики, телемеханики и КИП, оборудование и аппаратура связи, транспортные средства, оборудование хозяйственного назначения — должно быть закреплено за соответствующими службами, предусмотренными Руководством. Обязанности обслуживающего персонала определяются должностными инструкциями.

3.77. Техническое обслуживание и ремонт оборудования БКНС должны проводиться в соответствии с утвержденным графиком ППР.

Исходными материалами для составления графика на планируемый год являются графики ремонтов и технического обслуживания оборудования текущего года с отметкой о фактическом выполнении запланированных ремонтах, вахтенные и ремонтные журналы.

3.78. Организация и технология ремонта оборудования БКНС должны предусматривать агрегатно-узловой метод ремонта (узловой — основного и агрегатный — для вспомогательного оборудования БКНС), предполагающий демонтаж отработавших установленный срок (либо по состоянию) узлов или агрегатов и замену их запасными.

3.79. Демонтаж узлов и замена их должны осуществляться на площадке БКНС специальными выездными ремонтными бригадами БПО.

3.80. Блоки БКНС должны быть обеспечены подъездами для автотранспорта и грузоподъемных механизмов.

3.81. Для выполнения ремонтных работ на площадке БКНС бригада, а также сама площадка БКНС должны быть оснащены инструментами, приспособлениями и механизмами в соответствии с перечнем, предусмотренным Руководством.

3.82. Структура технического обслуживания и ремонта оборудования БКНС и их объемы должны соответствовать Руководству и инструкциям заводов-изготовителей.

3.83. Отремонтированное оборудование БКНС считается принятым в эксплуатацию после проверки технического состояния в соответствии с требованиями технической документации и проведения соответствующих испытаний: в рабочем режиме после текущего ремонта в течение 8 ч, после капитального ремонта — в течение 24 ч.

3.84. Ремонт оборудования должен сопровождаться выдачей установленных гарантий.

3.85. На каждую БКНС должен быть оформлен технический паспорт (формуляр) в соответствии с требованиями ЕСКД.

РЕЗЕРВУАРНЫЙ ПАРК

3.86. Резервуарный парк объектов магистральных нефтепроводов представляет собой комплекс взаимосвязанных резервуаров для выполнения технологических операций приема, хранения и откачки нефти при несогласованных режимах работы отдельных участков нефтепровода, промыслов и потребителей, учета транспортируемой нефти при отсутствии замерного узла, технологических операций по смешению и подогреву нефти.

3.87. Объем резервуарных парков нефтеперекачивающих станций должен соответствовать «Нормам технологического проектирования и технико-экономическим

показателям магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов».

3.88. Головная нефтеперекачивающая станция, в случае перекачки одного сорта нефти, должна располагать емкостью в размере от двухсуточной до трехсуточной пропускной способности нефтепровода. При последовательной перекачке нефтей указанная емкость определяется размерами накопления каждого сорта в соответствии с принятой в проекте цикличностью перекачки и графиком поступления нефти в емкость.

3.89. При использовании резервуарного парка одновременно для нужд магистрального нефтепровода, сборного промыслового пункта, базы смешения или нефтеперерабатывающего завода, а также для нескольких нефтепроводов размер емкости определяется с учетом совмещения графика их работы.

3.90. На промежуточных перекачивающих станциях, расположенных на границе участков, в пределах которых обеспечивается независимость работы насосного оборудования, должна быть предусмотрена емкость в размере 0,3—0,5 суточной пропускной способности нефтепровода.

Эта емкость должна быть увеличена до 1—1,5 суточного запаса в случае, если станция находится на границе смежных участков, подведомственных различным УМН (РУМН).

3.91. При нескольких параллельных нефтепроводах общий размер емкости должен определяться с учетом совместной их работы.

3.92. В каждом резервуарном парке должна быть предусмотрена часть общей емкости для аварийного сброса нефти из расчета двухчасовой пропускной способности нефтепровода, которая используется для:

приема нефти при остановке нефтепровода в связи с временным прекращением связи НПС с диспетчером;

защиты концевого участка перегона нефтепровода и технологических нефтепроводов НПС от повышения давления при ошибочном или произвольном закрытии запорной арматуры, внезапных закупорках трубопроводов и т. п.;

защиты от перегрузки подпорных насосов, арматуры, трубопровода на участке между подпорной и основной насосными;

освобождения поврежденного участка трубопровода от нефти при аварии на линейной части.

3.93. Устройство, взаимное расположение, расстояния между отдельными группами резервуаров должны соответствовать требованиям СНиП «Склады нефти и нефтепродуктов. Нормы проектирования», СН «Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий» и «Правилам пожарной безопасности в нефтяной промышленности».

3.94. Каждый резервуар должен быть оборудован средствами борьбы с потерями от испарения, системой предотвращения накопления осадка и средствами пожаротушения.

3.95. При приеме резервуаров в эксплуатацию до начала испытаний организации, участвующие в строительстве, должны предъявить Государственной комиссии документы, предусмотренные СНиП «Правила производства и приемки работ. Металлические конструкции», «Правилами эксплуатации металлических резервуаров для нефти и нефтепродуктов и руководство по их ремонту» и другими нормативными документами.

3.96. На резервуары с плавающими крышами, понтонами, системами предотвращения накопления осадка и подогрева нефти должна быть представлена техническая документация на конструкцию уплотняющего затвора и акты испытаний герметичности плавающих крыш или понтонов, а также документация на системы предотвращения накопления осадка и подогрева нефти.

3.97. Территория резервуарного парка в ночное время должна иметь освещение, отвечающее нормам техники безопасности, пожарной безопасности и требованиями СНиП «Искусственное освещение. Нормы проектирования».

Минимальная освещенность на территории резервуарного парка должна быть не менее 5 лк, в местах измерений уровня и управления задвижками в резервуарном парке — 10 лк, на лестницах и обслуживающих площадках — 10 лк, в местах установки контрольно-измерительных приборов комбинированное освещение (с переносными светильниками) — 30 лк, на вспомогательных проездах — 0,5 лк, на главных проездах — 1—3 лк.

3.98. Каждый наземный резервуар должен иметь порядковый номер, четко написанный на корпусе и значащийся в технологической схеме резервуарного парка.

3.99. На каждый резервуар, используемый для приема, хранения и отпуска нефти, независимо от его формы и вместимости, предприятием, эксплуатирующим резервуар, должны быть составлены калибровочные таблицы с интервалом в 1 см.

3.100. Железобетонные резервуары должны эксплуатироваться в соответствии с «Правилами технической эксплуатации железобетонных резервуаров для нефти».

3.101. Каждый резервуар должен быть оснащен полным комплектом оборудования, предусмотренным проектом и обеспечивающим возможность осуществления технологических операций.

3.102. Понтоны, установленные в металлических резервуарах, должны эксплуатироваться в соответствии с инструкциями по эксплуатации стальных понтонов в резервуарах.

3.103. Системы предотвращения накопления осадка на днищах резервуаров должны эксплуатироваться в соответствии с «Правилами технической эксплуатации систем предотвращения накопления осадков в нефтяных резервуарах».

3.104. Периодические осмотры резервуаров и их оборудования должны проводиться в соответствии с графиком ППР, который должен составляться в соответствии с правилами эксплуатации каждого типа резервуаров и с учетом конкретных условий эксплуатации.

3.105. Во избежание перекоса и потопления понтонов в процессе эксплуатации резервуаров должны предусматриваться специальные мероприятия, предотвращающие попадание газовоздушных пробок из нефтепровода в резервуар.

3.106 Организация и проведение ремонта резервуаров, связанные с приготовлением и использованием полимерных (эпоксидных) клеевых композиций, должны производиться в соответствии с требованиями «Правил эксплуатации металлических резервуаров для нефти и нефтепродуктов и руководства по их ремонту».

Выполнение ремонтных работ внутри резервуара должно осуществляться при наличии приточно-вытяж-

ной вентиляции, обеспечивающей 15—20-кратный обмен воздуха.

Вентилятор и освещение должны быть во взрывобезопасном исполнении. Напряжение питания должно быть не выше 12 В.

3.107. Все резервуары вместимостью 5000 м³ и более должны быть оборудованы стационарной автоматической системой пожаротушения.

3.108. За осадкой основания каждого резервуара должно быть установлено систематическое наблюдение. В первые четыре года эксплуатации необходимо ежегодно проводить нивелирование в абсолютных отметках окрайки днища или верха нижнего пояса не менее чем в восьми точках, но не реже чем через 6 м. В последующие годы следует систематически (не реже одного раза в 5 лет) проводить контрольное нивелирование. Допустимые отклонения от горизонтальности наружного контура днища резервуаров должны быть приняты в соответствии с правилами эксплуатации резервуаров.

3.109. В зимнее время швы стальных резервуаров (особенно 1-го и 2-го поясов снизу и нижнего утора) должны осматриваться еженедельно, а при температуре ниже минус 30°С — ежедневно. Результаты осмотров заносятся в журналы осмотров.

3.110. Для резервуарных парков, расположенных в зоне возможного затопления паводковыми водами, заблаговременно должны быть подготовлены запасы инструментов и инвентаря. Во избежание всплытия резервуаров при затоплении резервуарного парка порожние резервуары должны быть заполнены водой или нефтью.

3.111. На каждый резервуарный парк должна быть разработана технологическая карта по эксплуатации резервуаров с указанием:

номера резервуара по технологической схеме;

типа резервуара, его вместимости;

фактической высоты резервуара;

максимально и минимально допустимых взливов нефти;

количества и характеристики дыхательных и предохранительных клапанов, огневых предохранителей, систем предотвращения накопления осадков и средств борьбы с потерями от испарения;

максимальной температуры подогрева нефти;

допускаемой производительности наполнения и опорожнения резервуара.

Технологическая карта должна быть на рабочем месте персонала, производящего оперативные переключения, отвечающего за правильность оперативных действий.

3.112. Максимальная производительность заполнения (опорожнения) резервуара, оборудованного дыхательными и предохранительными клапанами или вентиляционными патрубками, должна назначаться с учетом максимально возможного расхода через них паровоздушной смеси нефти, вызываемого одновременным действием: заполнения (опорожнения) резервуара, перетока нефти из заполненного резервуара в порожний вследствие переключения операции с одного резервуара на другой, термического расширения (сжатия) газов в газовом пространстве резервуара из-за атмосферных явлений или по технологическим причинам, а также вследствие выделения паров нефти или растворенных в ней газов, при условии обеспечения безопасных режимов согласно требованиям раздела 13 настоящих Правил.

При этом расход газов через все дыхательные клапаны, установленные на резервуаре, не должен превышать 0,85 (для вентиляционных патрубков — 0,45) от их суммарной проектной пропускной способности.

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

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

3.114. Разрешение на пуск НПС, связанный с наполнением или опорожнением резервуаров, дается после того, как персонал удостоверится в правильности открытия и закрытия задвижек, связанных с данной перекачкой. В дальнейшем проводится постоянный контроль за нормальным поступлением нефти в резер-

вуары и наличием давления в технологических трубопроводах.

Во избежание гидравлических ударов и механических толчков открытие и закрытие резервуарных задвижек должно производиться плавно.

3.115. Если по замерам резервуара или другим данным обнаруживается, что нормальный ход наполнения или опорожнения резервуара нарушен, должны быть немедленно приняты меры по выяснению причин нарушения и к их устранению либо к прекращению наполнения.

3.116. Оперативный персонал, обслуживающий резервуарный парк, должен хорошо знать схему расположения трубопроводов и назначение всех задвижек резервуарного парка, чтобы при эксплуатационных переключениях, а также при авариях или пожаре быстро и безошибочно сделать необходимые переключения.

3.117. Максимальная температура нефти, принимаемая от промыслов в резервуарные парки магистральных нефтепроводов, не должна превышать +40°С.

3.118. В резервуарах с газовой обвязкой измерение уровня и отбор проб нефти должны выполняться с помощью приборов, предусмотренных проектом или стандартом. Допускается проведение измерений уровня и отбор проб вручную. При этом должен соблюдаться следующий порядок операций:

резервуар отсоединяют от гидравлической системы закрытием задвижки на трубопроводе газовой обвязки;

отбирают пробу или замеряют уровень;

замерный люк плотно закрывают и затягивают;

открывают задвижку на газовой обвязке.

3.119. Для каждого резервуара должен быть определен высотный трафарет, т. е. расстояние по вертикали от днища резервуара до верхнего края замерного люка или замерной трубы в постоянной точке измерения. Величину высотного трафарета следует проверять ежегодно. Высотный трафарет должен быть нанесен несмываемой краской на видном месте вблизи замерного люка.

3.120. В целях обеспечения нормальной эксплуатации резервуаров, работы приборов учета, отбора проб и других операций резервуары должны систематически очищаться от пирофорных отложений, высоковязких

остатков, минеральных загрязнений, ржавчины, воды и пр.

3.121. Осадки, образующиеся в резервуарах, размытые водой, паром или специальными моющими средствами, должны отводиться в шламонакопители или на специальные площадки по самостоятельной системе трубопроводов. Сброс размытых осадков в канализацию не допускается.

3.122. Руководство работой по зачистке резервуаров поручается ответственному лицу из числа инженерно-технических работников. Все действия, связанные с зачисткой, согласовываются с руководством предприятия.

3.123. К зачистке резервуара приступают после оформления акта готовности резервуара к зачистным работам, подписанного комиссией в составе главного инженера (директора), инженера по технике безопасности (инспектора охраны труда), представителя товарно-сырьевого цеха и работника пожарной охраны.

3.124. Зачистку резервуаров должен осуществлять специально обученный и подготовленный персонал, допущенный медицинской комиссией. Зачистка проводится согласно правилам по эксплуатации резервуаров, правилам техники безопасности и промышленной санитарии, а также требованиям пожарной безопасности.

3.125. В зимний период необходимо своевременно расчищать от снега дорожки и пожарные проезды на территории резервуарного парка; ступени лестниц и площадки должны поддерживаться в чистоте и очищаться от наледи и снега с соблюдением правил техники безопасности, установленных для работы на высоте.

3.126. При хранении в резервуарах нефтей с высоким содержанием сернистых соединений должны предусматриваться меры защиты внутренней поверхности антикоррозионными покрытиями (эпоксидные и др.).

3.127. При подготовке резервуарных парков к работе в зимних условиях (температура ниже 0°С) необходимо выполнить:

дренирование подтоварной воды;

проверку и подготовку дыхательной, предохранительной арматуры и огневых предохранителей;

утепление дренажных устройств газоуравнительных систем и предохранение их от снежных заносов.

3.128. Каждый резервуар должен периодически подвергаться ремонтам: текущему — не реже одного раза в шесть месяцев; среднему — не реже одного раза в два года; капитальному — по мере необходимости.

3.129. Эксплуатация, техническое обслуживание и ремонт резервуаров должны производиться в соответствии с «Правилами эксплуатации металлических резервуаров для нефти и нефтепродуктов и руководством по их ремонту».

3.130. Операции с сернистыми нефтями (ручной отбор проб и измерение уровня, а также спуск грязи и воды) должны выполняться работниками в фильтрующем противогазе установленной марки в присутствии наблюдающего (страхующего) работника.

СОСУДЫ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ СЖАТОГО ВОЗДУХА

3.131. Эксплуатация сосудов для хранения сжатого воздуха должна производиться в соответствии с действующими «Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением».

3.132. На каждый сосуд после его установки и регистрации должны быть нанесены краской на видном месте или на специальной табличке форматом не менее 200×150 мм регистрационный номер; разрешенное давление; дата (месяц и год) следующего осмотра и гидравлического испытания.

3.133. Пусковые баллоны для дизельных приводов должны быть обвязаны трубопроводами так, чтобы сжатый воздух мог подаваться из любого баллона и перепускаться из баллона в баллон.

3.134. В насосном цехе должна быть вывешена схема воздуховодов с указанием компрессоров, воздушных баллонов, пылевлагоотделителей, вентилей и других устройств; на схеме также должно быть указано допустимое максимальное давление в системе.

3.135. Все сосуды для хранения сжатого воздуха, регистрируемые и не регистрируемые в органах Госгортехнадзора, должны учитываться в специальной книге учета и освидетельствования сосудов, хранящейся у лица, осуществляющего надзор за сосудами на предприятии.

3.136. Разрешение на пуск в работу сосудов, подлежащих регистрации, выдается инспектором Госгортехнадзора СССР после регистрации и технического освидетельствования сосудов.

3.137. Разрешение на пуск в работу сосудов, не подлежащих регистрации в органах Госгортехнадзора, выдается лицом, назначенным приказом по предприятию для осуществления надзора за сосудами, после учета и технического освидетельствования.

3.138. Ответственное лицо, осуществляющее на предприятии надзор за сосудами, а также лицо, ответственное за их исправное состояние и безопасное действие, назначаются приказом по предприятию из инженерно-технических работников, прошедших проверку знаний в установленном порядке.

3.139. Обслуживание сосудов может быть поручено лицам, достигшим 18-летнего возраста, прошедшим производственное обучение, аттестацию в квалификационной комиссии и инструктаж.

3.140. На предприятии должна быть разработана и утверждена главным инженером инструкция по режиму работы сосудов и их безопасному обслуживанию. Инструкция должна быть вывешена на рабочих местах, а также выдана под расписку обслуживающему персоналу.

3.141. Периодическая проверка знаний персонала должна проводиться комиссией, назначаемой приказом по предприятию, не реже чем через 12 месяцев. Результаты проверки должны оформляться протоколом.

4. БАЗЫ ПРИЕМА И ОТГРУЗКИ НЕФТИ

4.1. Прием и отгрузка нефти на базах перевалки должна осуществляться через специально построенные сливно-наливные эстакады, пирсы и причалы.

4.2. Сливно-наливные эстакады, пирсы, причалы сооружаются в соответствии со СНиП «Склады нефти и нефтепродуктов. Нормы проектирования» и СНиП

«Планировка и застройка городов, поселков и сельских населенных пунктов».

4.3. Освещение эстакад, пирсов, причалов должно быть дистанционным при помощи прожекторов или местным при помощи светильников взрывозащищенного исполнения, рассчитанным по допустимым нормам освещенности рабочих мест, а сами сооружения должны быть обеспечены надежной двусторонней связью, иметь противопожарные средства, в соответствии с нормами пожарной безопасности.

4.4. Эстакады, пирсы, причалы должны быть оборудованы площадками, переходными мостиками, лестницами, обеспечивающими безопасность работы обслуживающего персонала.

4.5. При проектировании, строительстве и эксплуатации сливно-наливных сооружений следует руководствоваться «Временными руководящими указаниями по грозозащите и защите от статического электричества производственных установок и сооружений нефтяной промышленности».

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

Производственные сточные воды перед выпуском их в водоемы должны проходить очистку на очистных сооружениях в соответствии с действующими нормами.

4.7. Подъемные механизмы сливно-наливных устройств должны быть обеспечены предохранительными приспособлениями, исключающими самопроизвольное их движение.

4.8. Насосы, двигатели, щиты, приборы КИП и автоматики, трубопроводы, задвижки, стояки, средства герметизации слива и удаления парафинистых осадков должны быть пронумерованы.

4.9. На каждый нефтепровод, коллектор составляется калибровочная таблица.

4.10. Сливно-наливные устройства, рукава, сальники, фланцевые соединения, коммуникации должны быть полностью герметичными.

4.11. Открытие-закрытие задвижек при сливно-на-

ливных операциях должно производиться в строго определенном порядке, в соответствии с технологическим процессом.

4.12. Одновременный налив-слив двух и более сортов нефти разрешается только при наличии раздельных коллекторов.

4.13. Полнота слива нефти из транспортных емкостей (железнодорожных цистерн, танков судов и т. п.) и качество подготовки их к наливу должны соответствовать требованиям ГОСТ «Нефть и нефтепродукты. Упаковка, маркировка, транспортирование и хранение».

4.14. Время слива и налива железнодорожных цистерн устанавливается договором с управлением железной дороги согласно «Правилам перевозок грузов». При этом максимальные значения скоростей движения (слива и налива) электризующихся жидкостей (нефти) ограничиваются требованиями раздела 13 настоящих Правил.

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

4.16. При затруднениях в сливе нефти из железнодорожных цистерн и необходимости подогрева в зимний период (с 15 октября по 15 апреля) грузополучателю может быть предоставлено дополнительное время согласно «Правилам перевозок грузов».

4.17. Подогрев нефти при сливе осуществляется преимущественно циркуляционным способом. В отдельных случаях может применяться острый пар давлением не более 3 кгс/см^2.

4.18. Производство огневых работ на сливно-наливных сооружениях, пирсах, причалах запрещается.

Указанные работы должны выполняться с выводом их из эксплуатации, при наличии специального разрешения, с соблюдением правил техники безопасности, пожарной безопасности и производственной санитарии.

4.19. По окончании сливно-наливных операций задвижки и другие запорные устройства на приеме и выкиде насосов закрываются.

4.20. Техническая эксплуатация объектов баз перевалки нефти, не указанных в данном разделе, должна

отвечать соответствующим разделам настоящих Правил.

4.21. Техническая эксплуатация сооружений и оборудования баз приема и отгрузки нефти, осуществляющих перевалку нефти и нефтепродуктов на различные виды транспорта, должна осуществляться в соответствии с «Правилами технической эксплуатации нефтебаз», инструкциями по совместной эксплуатации морских и речных пирсов и причалов, баз перевалки и портов, утверждаемых пароходством и управлением магистральных нефтепроводов.

4.22. Балластные и подтоварные воды, загрязненные нефтью и нефтепродуктами, из наливных судов должны по специальным трубопроводам направляться на береговые очистные сооружения.

4.23. Балластные и подтоварные воды могут быть выпущены в водоемы только после соответствующей обработки до установленных норм.

4.24. Извлеченная из балластных и подтоварных вод нефть после соответствующей подготовки приходуется и включается в товарную нефть.

5. ПУНКТЫ ПОДОГРЕВА И СТАНЦИИ СМЕШЕНИЯ НЕФТИ

5.1. Подогрев высоковязкой и высокозастывающей нефти с целью снижения вязкости в процессе перекачки по магистральному нефтепроводу производится на пунктах подогрева.

5.2. На пунктах подогрева устанавливаются:

печи подогрева (как правило, огневые);

система внутренней циркуляции для предотвращения застывания нефти в коммуникациях;

система для сдвига застывшей нефти в коммуникациях и магистральном нефтепроводе.

5.3. При наличии на пункте подогрева резервуаров последние должны быть оборудованы системами, предупреждающими застывание нефти и предотвращающими образование осадка.

5.4. Все площадочные коммуникации на пунктах подогрева должны быть рассчитаны на прочность и устойчивость с учетом температурных воздействий.

5.5. Количество и места расстановки пунктов подогрева по трассе нефтепровода определяется по «Методике теплового и гидравлического расчета трубопроводов при установившемся режиме перекачки подогретых вязкопластичных нефтей и нефтепродуктов».

5.6. Число работающих печей на пунктах подогрева определяется пропускной способностью нефтепровода, с учетом конструктивно-технологических особенностей участка между соседними пунктами подогрева и времени года.

5.7. Температура подогрева выбирается из условия компенсации теплопотерь трубопровода, обеспечения бесперебойной перекачки и возможности повторного пуска нефтепровода после остановки.

5.8. При установившемся режиме работы печи температура газов на выходе из камеры радиации должна находиться в пределах 600—800°С.

Причина отклонения температуры за установленные пределы должна быть оперативно выявлена и устранена.

5.9. Подача топлива к форсункам печей должна осуществляться по циркуляционной схеме (емкость—насос—топливный змеевик—форсунки—емкость), с постоянной подпиткой рабочей емкости через счетчик, устанавливаемый на узле редуцирования.

Для придания гибкости системе топливоснабжения подпитка печей должна осуществляться из «холодного» или «горячего» коллектора.

5.10. Пуск в эксплуатацию печей производится в соответствии с местными инструкциями, разрабатываемыми на основе действующих нормативных документов.

5.11. При аварийной остановке печи необходимо немедленно поставить в известность диспетчера и руководство УМН.

5.12. Эксплуатация системы КИП и автоматики на пунктах подогрева осуществляется в соответствии с «Правилами технической эксплуатации и ремонта средств автоматики, телемеханики и контрольно-измерительных приборов на магистральных нефтепроводах».

5.13. Печи подогрева должны быть обеспечены стационарными противопожарными установками пенотушения.

Эксплуатация печей подогрева без установок пожаротушения запрещается.

5.14. Испытание установок пожаротушения с пуском пены производится один раз в квартал.

5.15. Проверка исправности установок пожаротушения производится обслуживающим персоналом ежесменно.

5.16. Площадки печей подогрева для сбора и отвода нефти в аварийных ситуациях должны иметь ограждения (бордюр) с выводом в отдельную емкость или земляной амбар, расположенный на безопасном расстоянии от печей.

5.17. Режимы эксплуатации печей подогрева определяются проектом, паспортными данными и утвержденными в установленном порядке инструкциями по эксплуатации.

5.18. Техническое обслуживание и ремонт печей подогрева производятся в соответствии с местными инструкциями, разработанными на основе инструкций заводов-изготовителей и действующих нормативных документов.

5.19. Ответственность за ведение технической документации, надзор за исправным состоянием и безопасным обслуживанием печей подогрева возлагается приказом УМН на старшего инженера по эксплуатации пункта подогрева.

5.20. При аварии и пожаре пункт подогрева отключается от магистрального нефтепровода путем перекрытия линейных задвижек.

5.21. При пожаре на пункте подогрева сброс нефти со всех печей должен производиться в аварийный амбар.

5.22. Снижение вязкости и обеспечение заданного качества перекачиваемых по магистральному нефтепроводу нефтей путем компаундирования осуществляется на станциях смешения нефти.

5.23. Эксплуатация, техническое обслуживание и ремонт сооружений и оборудования станций смешения

нефти проводятся согласно индивидуально разрабатываемым рекомендациям по трубопроводному транспорту смешиваемых сортов нефтей, а также требованиям соответствующих разделов настоящих Правил.

6. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ТРУБОПРОВОДЫ

6.1. Технологические трубопроводы на нефтеперекачивающих станциях, базах приема и отгрузки нефти, пунктах подогрева и станциях смешения нефти предназначены для внутриплощадочных операций с поступающей, хранящейся и откачиваемой (отгружаемой) нефтью.

6.2. Границы технологических трубопроводов определяются входными и выходными задвижками НПС, нефтебаз, соответствующих участков промысловых или магистральных нефтепроводов, примыкающих к площадкам.

6.3. В состав технологических трубопроводов входят внутриплощадочные нефтепроводы, соединительные детали трубопроводов, запорная, регулирующая и предохранительная арматура, узлы учета и контроля, фильтры-грязеуловители и другие устройства.

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

6.5. Как правило, технологические трубопроводы, арматура и устройства на них укладываются в грунт.

6.6. Проектирование технологических трубопроводов, их реконструкция и переустройство должны осуществляться в соответствии со СНиП «Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования».

6.7. В местах примыкания технологических трубопроводов к линейной части магистральных нефтепроводов при необходимости обеспечивается компенсация продольных перемещений от воздействия внутреннего давления и температуры трубопроводов, что должно предусматриваться проектом.

6.8. Технологические трубопроводы в части норм расчета на прочность и устойчивость, норм испытания и контроля сварных соединений, изоляционного покры-

тия должны относиться к трубопроводам не ниже первой категории.

6.9. Для технологических трубопроводов должны применяться следующие конструкции соединительных деталей:

тройники горячей штамповки;

тройники штампосварные с цельносварными ответвлениями горячей штамповки;

тройники сварные без усиливающих элементов (ребер, накладок и т. д.) и троники, усиленные накладками;

переходники конические, концентрические штампованные или штампосварные;

отводы гнутые гладкие, изготовленные из труб путем протяжки в горячем состоянии или штампосварные из двух половин;

отводы сварные секторные;

заглушки эллиптические.

Устанавливаемые детали стальных трубопроводов— переходники, отводы, тройники, заглушки и фланцы — должны изготовляться на специализированных заводах из труб и листовой стали, удовлетворяющих требованиям СНиП «Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования», действующим стандартам, нормам и нормалям.

6.10. Монтаж и приемка в эксплуатацию технологических трубопроводов производится с соблюдением общих требований по приемке законченных строительством объектов, в полном объеме, в составе производственных площадок магистральных нефтепроводов, согласно СНиП «Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ».

6.11. На технологические трубопроводы должны быть составлены технологические схемы, на которых арматура, оборудование, приборы и устройства должны иметь определенное обозначение и нумерацию.

6.12. Обслуживающий персонал должен знать схему расположения трубопроводов, арматуры, приборов, оборудования, их назначение, устройство и инструкции по эксплуатации.

6.13. Изменения действующих схем технологических трубопроводов без ведома и утверждения главным инженером УМН не допускаются. Реконструкция техно-

логических трубопроводов производится согласно проекту, утверждаемому в установленном порядке.

6.14. Арматура и устройства, установленные на технологических трубопроводах, должны находиться постоянно в исправном состоянии.

Эксплуатируемые арматура и устройства технологических трубопроводов должны быть легкодоступными.

6.15. Технологические трубопроводы, арматура и устройства на них должны периодически осматриваться и обслуживаться согласно утвержденным графикам и регламентам работ.

Арматура и устройства технологических трубопроводов осматриваются не реже одного раза в квартал, а на особо ответственных узлах — не реже одного раза в месяц. Результаты осмотров заносятся в журнал осмотров и ремонтов технологических трубопроводов.

6.16. После замера, оперативного переключения или осмотра арматуры и устройств, расположенных в колодцах, крышки последних должны немедленно закрываться.

6.17. Не допускается применять для открытия и закрытия крышек и арматуры ломы, трубы и другие предметы, которые могут вызвать искру или поломку.

6.18. Соединения технологических трубопроводов должны осуществляться на сварке или фланцах.

Прокладки фланцевых соединений должны изготовляться из долговечных материалов, не разрушающихся при уплотнении и не проницаемых для нефти.

7. ВОДОСНАБЖЕНИЕ

7.1. Водоснабжение НПС, баз приема и отгрузки нефти, пунктов подогрева и станций смешения нефти может осуществляться от водопроводных систем других предприятий, артезианских скважин или местных водоисточников (реки, озера, пруды и др.).

7.2. При эксплуатации систем водоснабжения должны соблюдаться действующие «Правила технической эксплуатации водопроводов и канализации».

7.3. Водоснабжение объектов магистральных нефтепроводов должно находиться под надзором Государственной санитарной инспекции.

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

7.5. Противопожарное водоснабжение должно соответствовать требованиям, изложенным в строительных нормах и правилах, а также «Указаниях по тушению нефтей и нефтепродуктов в резервуарах».

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

7.7. Входы в водонапорные башни, водонасосные, а также люки надземных и подземных водяных резервуаров должны запираться. Ключи от замков должны храниться в установленных местах под ответственностью лиц, назначенных приказом руководителя предприятия.

7.8. В машинном зале водяной насосной должна быть вывешена общая схема водоснабжения предприятия с указанием номеров двигателей, насосов, водоохлаждающих устройств, колодцев, пожарных гидрантов и арматуры, а также инструкция, определяющая порядок пуска пожарных насосов.

7.9. Все агрегаты водонасосных станций, за исключением находящихся в ремонте, должны быть в постоянной эксплуатационной готовности и проверяться не реже одного раза в 10 дней путем пуска на номинальную мощность не менее чем на 30 мин.

7.10. За состоянием системы водоснабжения должен быть установлен постоянный контроль.

Все колодцы на сетях водоснабжения должны иметь указатели с обозначением вида сети и номера колодца (техническая вода, питьевая, пожаротушение) с нанесением их на технологическую схему.

7.11. За состоянием водоочистных сеток, водозабор-

ных сооружений, колодцев, закрытых и открытых водоемов устанавливается систематический надзор. Ежегодно в летнее время детально обследуют и очищают от мусора и ила водозаборные трубы, гидранты, колодцы и каналы.

7.12. Сооружения, устройства и производственные здания системы водоснабжения должны осматриваться в сроки и в порядке, установленном соответствующими положениями и инструкциями, но не реже одного раза в 6 месяцев, с периодической очисткой систем водоподачи и артезианских скважин.

Результаты осмотра и мероприятия по устранению обнаруженных неисправностей заносятся в журнал установленной формы.

7.13. При водоснабжении из открытых водоемов вода, идущая на бытовые нужды, подвергается бактериологическому анализу и хлорируется в сроки, установленные органами санитарного надзора. Водопровод с сооружениями и оборудованием, которым осуществляется бытовое водоснабжение, находится под надзором органов Государственной санитарной инспекции.

7.14. Подготовка системы водоснабжения к эксплуатации в зимний период осуществляется в соответствии с заранее разработанным планом мероприятий.

8. ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ

8.1. Для теплофикации зданий и сооружений на территории объектов магистральных нефтепроводов, в зависимости от технологических требований, должна быть сооружена котельная с установкой паровых или водогрейных котлов, либо подводящий трубопровод пара или горячей воды от внешнего источника.

8.2. Котельная состоит из основного (паровые и водогрейные котлы) и вспомогательного оборудования. Неотъемлемой частью каждой котельной, газопровода, мазутопровода и трубопровода пара или горячей воды (ТП и ГВ) являются системы связи и телемеханики, защиты от почвенной коррозии и блуждающих токов.

8.3. При эксплуатации паровых, водогрейных котлов, трубопроводов пара и горячей воды и газопрово-

дов должны соблюдаться «Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов», «Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды», «Правила безопасности в газовом хозяйстве», а также правила безопасности и промсанитарии, директивные материалы Госгортехнадзора СССР.

8.4. Котлы, самостоятельные паронагреватели и групповые экономайзеры до пуска в работу должны быть зарегистрированы в местных органах госгортехнадзора.

8.5. Все трубопроводы пара и горячей воды подлежат регистрации в местных органах госгортехнадзора в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды».

8.6. Все организации и предприятия, имеющие в эксплуатации газовое хозяйство, обязаны выполнять требования «Правил безопасности в газовом хозяйстве».

8.7. Администрация предприятия должна обеспечить содержание котлов, паронагревателей, экономайзеров, трубопроводов пара и горячей воды, а также газового хозяйства ЛПДС (НПС) в исправном состоянии, а также безопасные условия их работы путем организации технического обслуживания, ремонта и надзора в полном соответствии с требованиями правил Госгортехнадзора СССР, техники безопасности, противопожарной безопасности и промсанитарии. Ответственным за безопасную эксплуатацию котлов, паронагревателей, экономайзеров, трубопроводов пара и горячей воды, а также газового хозяйства является начальник (механик) котельной. При отсутствии в штате котельной начальника ответственность за безопасность теплоснабжения должна быть возложена на одного из инженерно-технических работников ЛПДС (НПС), обладающего достаточными знаниями и опытом работы по эксплуатации котлов, трубопроводов пара и горячей воды, а также газового хозяйства.

8.8. Инженерно-технические работники, имеющие непосредственное отношение к эксплуатации теплоэнергетического хозяйства ЛПДС (НПС), должны подвергаться проверке знаний правил, перечисленных в п. 8.3 настоящих Правил, техники безопасности и противопожарной безопасности, а также СНиП по данно-

му профилю работы перед назначением на должность и периодически, не реже одного раза в три года, в комиссии предприятия, а при отсутствии на предприятии соответствующих специалистов — в комиссии вышестоящей организации.

8.9. К обслуживанию котла могут быть допущены лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование, обученные по соответствующей программе и имеющие удостоверение квалификационной комиссии на право обслуживания котла.

Повторная проверка знаний обслуживающего персонала должна проводиться периодически, не реже одного раза в год, а также при приеме на работу, в случаях перевода на обслуживание котлов другого типа, перевода обслуживаемых котлов на другой вид топлива. Проверка производится в комиссиях непосредственно на ЛПДС (НПС), без участия инспектора котлонадзора.

При переводе персонала на обслуживание котлов, работающих на газообразном топливе, проверка его знаний осуществляется в порядке, установленном «Правилами безопасности в газовом хозяйстве».

8.10. Работа по монтажу котельного и газового оборудования должна выполняться специализированными монтажными организациями.

При незначительном объеме монтажных работ допускается их проведение хозяйственным способом, на что необходимо получить разрешение местных органов госгортехнадзора, в которых объект строительства должен быть зарегистрирован до начала монтажных работ.

8.11. К техническому надзору за монтажом объектов теплоснабжения допускаются специалисты, имеющие законченное высшее или среднее техническое образование, прошедшие обучение и успешно сдавшие экзамен на знание правил Госгортехнадзора СССР и СНиП.

8.12. Законченные строительством объекты теплоснабжения должны быть приняты в промышленную эксплуатацию в соответствии с действующими СНиП «Нормы проектирования. Котельные установки», СНиП «Приемка в эксплуатацию законченных строительством предприятий, зданий и сооружений. Основные положения», «Правилами технической эксплуатации магист-

ральных газопроводов» (ПТЭ МГ) и другими нормативными документами.

8.13. Приемка в эксплуатацию магистральных газопроводов может быть выполнена только после сноса строений и сооружений, расположенных от оси газопровода на расстояниях, соответствующих требованиям СНиП «Нормы проектирования. Магистральные трубопроводы» и «Правил проектирования и сооружения магистральных газопроводов».

8.14. Разрешение на пуск в работу вновь установленных котлов дается при наличии разрешения инспектора котлонадзора.

8.15. До пуска газа потребитель предъявляет представителю газоснабжающей организации следующие документы:

акт о приемке объектов газоснабжения;

приказ о назначении лица, ответственного за газовое хозяйство котельной, и должностную инструкцию для него;

утвержденные производственные инструкции по обслуживанию газопроводов, газового оборудования и котлоагрегатов, а также инструкции по пожарной безопасности и технике безопасности;

схемы газопроводов с нанесенными на них условными обозначениями газового оборудования и арматуры, присвоенными им номерами, которые должны соответствовать приведенным в производственных инструкциях;

акт проверки исправности и очистки газоходов от завалов, золы и сажи;

акт проверки устройств вентиляции;

протоколы проверки знаний ИТР и обслуживающего персонала котельной.

8.16. В каждой котельной должен быть утвержденный начальником ЛПДС (НПС) график работы дежурного персонала. Замена одного дежурного другим допускается лишь с разрешения лица, утвердившего график.

8.17. Уход с дежурства без сдачи смены запрещается. Сдача и приемка смены оформляются в суточной ведомости или сменном журнале подписями сдавшего и принявшего смену дежурных.

8.18. Приемка и сдача смены во время пуска и

остановки оборудования допускается только с разрешения вышестоящего лица. Приемка и сдача смены во время ликвидации отказа и повреждения запрещается.

8.19. На рабочем месте старшего по смене должны быть вывешены схемы трубопроводов пара, воды, газа, мазута с указанием арматуры, а также эксплуатационные инструкции.

8.20. Инструкции по эксплуатации составляются в соответствии с требованиями действующих правил, на основе заводских данных, типовых инструкций, с учетом опыта эксплуатации и результатов испытания оборудования, утверждаются в установленном порядке и выдаются под расписку эксплуатационному персоналу.

8.21. В инструкциях по эксплуатации оборудования должны быть указаны: порядок пуска, остановки и обслуживания во время нормальной эксплуатации и при аварийных режимах; порядок допуска ремонтного персонала к ремонту оборудования; требования по технике безопасности, охране труда и противопожарные мероприятия, специфические для данной установки.

8.22. В должностных инструкциях по каждому рабочему месту должны быть указаны: перечень инструкций по эксплуатации оборудования и устройств, знание которых обязательно для данной должности; права и обязанности; взаимоотношения с вышестоящим, подчиненным и другим связанным по работе персоналом.

8.23. В случае замены оборудования, изменения схем газопроводов, водопроводов, мазутопроводов, теплопроводов или условий эксплуатации в инструкцию вносят соответствующие изменения, а инструкция подлежит переутверждению.

8.24. К инструкции по эксплуатации котлов должны прилагаться режимные карты, составленные наладочными организациями на основании теплотехнических испытаний котлов.

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

8.26. В котельной должны вестись оперативно-эксплуатационные журналы:

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 по химической подготовке воды.

8.27. Техническое обслуживание и ремонт систем автоматики теплоснабжения выполняются представителями специализированной организации.

Техническое обслуживание и ремонт автоматики предусматривают ежемесячную проверку согласно монтажно-эксплуатационным инструкциям состояния средств и приборов контроля и автоматики, наличие смазки в редукторах реверсивных двигателей, обдувку внутренних полостей приборов сухим чистым воздухом давлением до 0,1 кгс/см^2, проверку работоспособности и настройку приборов автоматики. Проверка срабатывания устройств защиты по контролируемым параметрам осуществляется путем имитации аварийных режимов.

После окончания отопительного сезона необходимо произвести ревизию автоматики, а также проверку приборов согласно инструкции по их лабораторной проверке. Поверку КИП ведут в соответствии с ГОСТ «Государственная система обеспечения единства измерений. Организация и порядок проведения поверки, ревизии и экспертизы средств измерения». После окончания отопительного сезона производится консервация оборудования и приборов автоматики согласно инструкциям заводов-изготовителей.

8.28. Техническое обслуживание и ремонт газового оборудования должны включать два вида работ: технические осмотры (ТО) и планово-предупредительные ремонты (ППР). Капитальный ремонт оборудования не предусматривается, а в необходимых случаях производят полную замену оборудования или ремонт его в заводских условиях.

Графики ТО и ППР должны быть составлены подразделениями — исполнителями этих работ (цехом, службой предприятия или специализированной организацией), утверждены их руководством и согласованы с лицами, ответственными за это оборудование.

8.29. Ремонтные работы необходимо выполнять в условиях, исключающих возможность образования взрывоопасных или токсичных концентраций в зоне работ и газовоздушных смесей в газопроводах.

Работы, выполняемые в газоопасной среде либо в условиях возможного выхода газа из газопровода и агрегатов, считаются газоопасными и выполняются в соответствии с «Правилами безопасности в газовом хозяйстве».

8.30. Производство ремонтных работ газового хозяйства оформляется специальным нарядом-допуском на производство газоопасных работ в соответствии с «Правилами безопасности в газовом хозяйстве».

Наряды на производство газоопасных работ регистрируются в специальном журнале.

К наряду на газоопасные работы выдается план, где указывается последовательность проведения работ, расстановка людей, потребность в механизмах и приспособлениях; предусматриваются мероприятия, обеспечивающие безопасность работ. К плану и наряду прилагается выкопировка из исполнительного чертежа или исполнительный чертеж с указанием на нем места и характера производимой работы.

8.31. Организация работ по ликвидации аварий на газопроводах осуществляется согласно «Правилам безопасности в газовом хозяйстве» и «Правилам технической эксплуатации магистральных газопроводов».

8.32. Техническое обслуживание и ремонт котлов и вспомогательного котельного оборудования включает:

осмотр и мелкий ремонт деталей без снятия и разборки оборудования;

текущий ремонт с частичной разборкой оборудования, исправлением 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 и реконструкции оборудования для повышения его производительности и экономичности.

8.33. Эксплуатационно-ремонтный персонал выполняет техническое обслуживание и ремонт по графикам, составляемым в соответствующем подразделении

(цехе, службе) и утверждаемым руководством предприятия (УМН, РУМН).

8.34. Капитальный ремонт котельного оборудования выполняется специализированными организациями. Основанием для проведения этого вида работ является дефектная ведомость, составленная в процессе эксплуатации и по результатам проведения текущих ремонтов.

Документация по капитальному ремонту оборудования должна быть утверждена заказчиком и согласована с ответственным руководителем работ ремонтного предприятия.

8.35. В котельной необходимо следить за правильным водным режимом котлов, который обеспечивается работой установок докотловой или внутрикотловой обработки воды в соответствии с правилами котлонадзора.

Графики, инструкции и режимные карты по рациональному воднохимическому режиму должны быть разработаны наладочной организацией с указанием в них норм качества питательной и котловой воды, порядка проведения анализов воды, режима непрерывной и постоянной продувки, порядка обслуживания оборудования химводоподготовки, сроков остановки котлов на очистку и промывку и порядка осмотра остановленных котлов.

8.36. На основании требований «Инструкции для персонала котельной (типовой)» администрация разрабатывает местную инструкцию по обслуживанию оборудования, подготовке и растопке котла с учетом особенностей его конструкции, вида топлива, схемы трубопроводов, расположения арматуры, способа топливоподачи.

9. ВЕНТИЛЯЦИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПОМЕЩЕНИЙ

9.1. Производственные помещения на объектах магистральных нефтепроводов должны быть оборудованы вентиляцией, обеспечивающей в зоне пребывания ра-

ботников состояние воздушной среды, соответствующее требованиям санитарных норм согласно СН «Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий», СНиП «Нормы проектирования. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха» и СН «Указания по строительному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтяной и газовой промышленности».

9.2. Вентиляция по своему действию подразделяется на естественную (аэрация) и механическую (принудительная).

Механическая вентиляция по характеру работы подразделяется на приточную, вытяжную, приточно-вытяжную и местную.

9.3. Размещение приточных и вытяжных вентиляционных установок в помещениях должно выполняться согласно нормам и правилам, утвержденным Госстроем СССР.

9.4. Устройство и размещение электрооборудования вентиляционных установок, средств автоматики и КИП, токоведущих частей и заземлений должно удовлетворять требованиям «Правил устройства электроустановок», «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей» и «Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей».

9.5. Вентиляторы вытяжных и приточных систем, обслуживающих помещения, в которых возможно выделение газа, должны быть выполнены из материалов, не вызывающих искрообразования.

9.6. До ввода в эксплуатацию все вентиляционные установки должны быть подвергнуты наладке, предпусковым испытаниям и регулировке; на них должны быть составлены технические паспорта (формуляры).

Перед предпусковыми испытаниями вентиляционных установок надлежит проверить:

правильность установки вентиляционного оборудования, изготовления и монтажа воздуховодов, каналов, вентиляционных камер, шахт и других устройств, соответствие их проекту и требованиям СНиП «Правила производства и приемки работ. Санитарно-техническое оборудование зданий и сооружений»;

надежность крепления вентиляционного оборудования, воздуховодов и других элементов установки;

наличие приспособлений, фиксирующих положение дросселирующих устройств и удобство управления этими устройствами;

выполнение предусмотренных проектом мероприятий по борьбе с шумом;

выполнение противопожарных правил, норм и инструкций;

выполнение специальных требований проекта.

Выявленные при проверке неисправности и недоделки в вентиляционных установках должны быть устранены к началу испытаний.

9.7. В процессе предпусковых испытаний вновь смонтированных вентиляционных установок и системы в целом следует выявить фактические параметры их работы, путем регулировки довести эти параметры до проектных значений.

Устройства естественной вентиляции надлежит проверить в части соответствия проекту их конструкции и основных размеров.

9.8. Испытания вентиляционных систем должны проводиться в соответствии с требованиями действующих норм и правил и оформляться актом.

9.9. Приемка и ввод в эксплуатацию вентиляционных установок производятся в соответствии с требованиями СНиП «Правила производства и приемки работ. Санитарно-техническое оборудование зданий и сооружений».

К эксплуатации допускаются вентиляционные системы, прошедшие предпусковые испытания и имеющие инструкции по эксплуатации, паспорта и журналы.

9.10. Вентиляционные установки должны обслуживать назначенные приказом и обученные работники либо специально допущенные лица из дежурного персонала.

9.11. Обслуживающий вентиляционные установки персонал должен проводить профилактические осмотры помещений, вентиляционного оборудования, очистных устройств и других элементов вентиляционных систем не реже одного раза в смену с занесением результатов осмотра в журнал эксплуатации. Обнаруженные при этом неисправности должны немедленно устраняться.

Проверка эффективности вентиляционных систем должна проводиться в соответствии с графиком, утверж-

денным руководством УМН, но не реже одного раза в год, а также после капитального ремонта и реконструкции.

Ремонт вентиляционных систем должен проводиться в соответствии с графиком ППР, утвержденным руководством объекта.

9.12. Ремонт и чистка вентиляционных систем должны проводиться способами, исключающими возможность возникновения взрыва, пожара и несчастных случаев.

Смазка подвижных элементов механизмов вентиляционных систем должна осуществляться после их остановки. К местам смазки должен быть обеспечен безопасный и удобный доступ.

9.13. Вентиляционные установки производственных помещений должны работать по схемам автоматического управления и резервирования.

Когда в помещении находится персонал, вентиляция должна работать постоянно, причем включаться заблаговременно.

9.14. Вход в вентиляционные камеры, калориферные и другие помещения лицам, не имеющим отношения к обслуживанию вентиляционных установок, запрещается; использование этих помещений для посторонних целей не допускается.

Помещения, предназначенные для вентиляционного оборудования (камеры, калориферные), должны запираться, а на их дверях вывешиваться таблички с надписями, запрещающими вход посторонним лицам.

9.15. Ответственность за исправное состояние, правильное действие и организацию технического обслуживания и ремонта вентиляционных установок возлагается на начальника объекта или его заместителя.

Общее техническое руководство и контроль за эксплуатацией, а также за своевременным и качественным ремонтом вентиляционных установок возлагается на службы главного механика УМН (ПОМН) и РУМН.

9.16. В помещениях насосных станций магистральных нефтепроводов, подпорных, наливных и прочих технологических насосных объемом помещения более 300 м^3 должны быть установлены местные отсосы от сальников насосов при перекачке высокосернистых нефтей; вытяжная вентиляция должна быть естественная из верхней зоны в объеме 20% удаляемого воздуха,

механическая — из нижней зоны в объеме 80% удаляемого воздуха; приточная вентиляция в холодный период года — механическая, в теплый период — естественная.

В помещениях насосных с 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.

9.17. 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 и механическая из нижней зоны (периодического действия), приточная вентиляция — естественная.

При площади камер до 3 м² и глубине 1,5 м допускается устройство вентиляции через шахты с дефлекторами.

Механическая вентиляция из нижней зоны должна быть рассчитана на кратность 8 обменов в час.

9.18. Кратность воздухообмена в помещениях объектов магистральных нефтепроводов, в которых имеет место выделение паров нефти, согласно «Указаниям по строительному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтяной и газовой промышленности», в зависимости от сорта перекачиваемой нефти, должна быть не менее:

сырая и товарная нефть — при отсутствии сернистых соединений 6,5 обменов в час, при наличии сернистых соединений — 8 обменов в час;

высокосернистые нефти — 10 обменов в час.

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

9.19. Проверка концентрации паров нефти в производственных помещениях объектов производится: в насосных — от каждого насоса, прочих взрывоопасных и пожароопасных помещениях — из мест возможных ис-

точников выделения паров и газов (определяются проектными решениями).

9.20. Во всех помещениях объектов магистральных нефтепроводов, заглубленных на 0,5 м ниже уровня спланированной поверхности земли, следует проектировать механическую вытяжку из нижней зоны не ниже трехкратного воздухообмена в час по объему заглубленной части с установкой вентиляционного агрегата во взрывобезопасном исполнении.

9.21. В случае отказа или недостаточной эффективности вентиляции в производственных помещениях, где могут выделяться пары нефти, необходимые производственные операции должны осуществляться в фильтрующих или шланговых противогазах.

9.22. Предельно допустимые концентрации вредных веществ (паров, газов и пыли) в воздухе рабочей зоны производственных помещений и классы опасности вредных веществ должны приниматься в соответствии с СН «Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий».

10. КАНАЛИЗАЦИЯ И ОЧИСТНЫЕ СООРУЖЕНИЯ

10.1. На НПС, базах приема и отгрузки нефти, пунктах подогрева и станциях смешения нефти магистральных нефтепроводов устраиваются, как правило, две системы канализации:

производственно-ливневая;

хозяйственно-бытовая.

Производственно-ливневая канализация относится к категории взрывопожароопасных объектов.

10.2. Количество сточных вод, отводимых в канализацию, не должно превышать величины, указанной в «Укрупненных нормах водоотведения».

10.3. Присоединение трубопроводов одной системы канализации к другой не допускается.

10.4. Не допускается сбрасывать шлам от зачистки резервуаров в сеть канализации.

10.5. Все колодцы на сетях канализации должны иметь указатели с обозначением вида сети и номера колодца.

10.6. На нефтебазах, нефтеперекачивающих станциях и наливных пунктах магистральных нефтепроводов предусматривается комплекс очистных сооружений для очистки сточных вод с пропускной способностью, рассчитанной согласно строительным нормам и правилам.

10.7. Очистные сооружения должны состоять из комплекса по очистке сточных вод (песколовка, нефтеловушка, флотационная установка, фильтры, пруды-отстойники и др.), обеспечивающего степень очистки согласно требованиям «Правил охраны поверхностных вод от загрязнений сточными водами», согласованной в каждом отдельном случае с органами Госсанинспекции.

10.8. Эксплуатация производственно-ливневой канализации и очистных сооружений производится в соответствии с требованиями «Правил эксплуатации очистных сооружений нефтебаз, наливных пунктов и перекачивающих станций магистральных нефтепроводов» и местных инструкций.

10.9. Во всех случаях рекомендуется принимать меры к уменьшению количества сточных вод, загрязненных нефтью и нефтепродуктами, поступающих в канализацию, путем введения оборота воды, устройства сборников и т. п.

10.10. В сеть производственно-ливневой канализации должны отводиться:

а) сточные воды от производственных зданий и технологических сооружений, подтоварные воды из резервуарных парков, а также балластные воды наливных барж и танкеров;

б) атмосферные (талые и дождевые) воды, стекающие с территории открытых площадок, наливных эстакад, а также от охлаждения резервуаров при пожаре с обвалованной территории резервуарных парков.

10.11. Расположение выпуска сточных вод в водоемы в районах массового нереста и нагула рыб согласовывается для каждой нефтеперекачивающей или наливной станции дополнительно с органами рыбоохраны.

10.12. *При подготовке к зиме обслуживающий* персонал обязан проверить состояние колодцев с гидравлическими затворами на канализационной сети; при

необходимости выполнить ремонт, очистку от шлама и утеплить.

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

10.14. Промышленная канализационная сеть на всем протяжении должна быть закрытой и выполнена из негорючего материала. Материал должен быть стойким к воздействию сточных вод.

10.15. Сеть промышленно-ливневой канализации в резервуарном парке должна иметь гидравлические затворы, имеющие постоянный уровень воды не менее 0,25 м, устанавливаемые в специальных колодцах, оборудованных хлопушами с тросовым управлением, выведенным за обвалование резервуаров. Нормальное положение хлопуш — закрытое.

10.16. Гидравлические затворы должны устанавливаться на выпусках от каждого резервуара или группы резервуаров (за пределами обвалования), а также на линии канализации до нефтеловушки и после нее.

10.17. В насосном помещении, в местах расположения задвижек и насосов, должен быть устроен лоток для отвода жидкости в промышленную канализацию через гидравлический затвор.

10.18. Для сохранения расчетной пропускной способности канализационных коммуникаций необходимо осуществлять профилактическую или аварийную прочистку канализационной сети от осевших в ней осадков. Очистку проводят не реже одного раза в год и в плане мероприятий по подготовке к зиме.

10.19. Профилактическую прочистку следует проводить гидравлическим или механическим способами, начиная с верхних участков и боковых линий.

Аварийную прочистку производят в случае закупорки канализационной сети.

10.20. Все производственно-ливневые воды, отводимые промышленной канализацией и содержащие нефть, подлежащую улавливанию, должны направляться для очистки на комплекс очистных сооружений, включающий в себя: песколовку, нефтеловушку, пруд отстаивания с фильтром, разделительный резервуар, шламонакопитель и коммуникации.

10.21. Обслуживание очистных сооружений должно

производиться специально обученным персоналом (службой).

10.22. 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.

Особое внимание за работой канализационных коммуникаций и сооружений должно уделяться в зимнее время ввиду обледенения и снежных заносов.

11. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

11.1. В качестве основного вида энергии на объектах магистральных нефтепроводов должна использоваться электрическая энергия, получаемая от государственных энергосистем.

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

11.2. Схемы электроснабжения объектов магистральных нефтепроводов состоят из элементов внешнего и внутреннего электроснабжения.

К элементам внешнего электроснабжения относятся линии электропередачи напряжением 35, 110, 220 кВ; силовые трансформаторы напряжением 35, 110, 220/6, 10 кВ; открытые распределительные устройства (ОРУ) 35—220 кВ.

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

К элементам внутреннего электроснабжения относятся питающие линии напряжением 6, 10 кВ (кабельные или воздушно-проводные); закрытые распределительные устройства ЗРУ напряжением 6, 10 кВ; комплектные трансформаторные подстанции КТП напряжением 6, 10/0,4 кВ; щиты станции управления (ЩСУ); распределительная и коммутационная аппаратура; распределительные сети силовых и осветительных установок.

К элементам электроснабжения линейной части магистральных нефтепроводов относятся кабельные и воздушные линии электропередач

11 3 Границы обслуживания между элементами внешнего и внутреннего электроснабжения, а также между участками внутреннего электроснабжения устанавливаются соответствующими положениями о границах раздела и ответственности, разрабатываемыми и утверждаемыми заинтересованными сторонами в установленном порядке

11 4 Схемы электроснабжения выбираются при проектировании новых, реконструкции или расширении действующих объектов магистральных нефтепроводов в соответствии с категорией по обеспечению надежности электроснабжения и должны обеспечивать надежную и экономичную работу сооружений и оборудования

11 5 Категории электроприемников и схемы электроснабжения принимаются в соответствии с «Указаниями по проектированию энергоустановок объектов магистральных нефтепроводов. Энергоснабжение и теплоснабжение».

11 6 Схема соединений подстанций внешнего электроснабжения должна быть увязана со схемой внутреннего электроснабжения и учитывать перспективы развития объектов нефтепровода.

11 7 Выбор элементов внешнего электроснабжения должен производиться с учетом обеспечения автоматического повторного включения (самозапуска) магистральных и подпорных насосов.

11 8 Схема внутреннего электроснабжения, как правило, должна строиться с учетом того, чтобы элементы (кроме резерва), постоянно находились под нагрузкой, а при отказе одного из элементов исправные приняли на себя его нагрузку (при возможной допустимой перегрузке) При этом должна применяться, как правило, раздельная работа линий и раздельная работа трансформаторов с использованием перегрузочной способности указанных элементов в аварийных режимах и с применением автоматического включения резерва (АВР).

11.9. На нефтеперекачивающих станциях, базах приема и отгрузки нефти, пунктах подогрева и станциях

смешения нефти должен предусматриваться резервный автономный источник электроснабжения от двигателя внутреннего сгорания мощностью 200—630 кВт, напряжением 380/220 В, с автоматическим включением при отказе основного источника электроснабжения.

11 10. Для улучшения уровня напряжения в электрических сетях должны предусматриваться регулирование напряжения головных трансформаторов под нагрузкой в диапазоне 15—20% и применение синхронных электродвигателей с автоматическим регулированием возбуждения.

11 11 Электрооборудование и линии электропередач должны быть защищены от токов короткого замыкания устройствами релейной защиты или предохранителями.

11 12 Для обеспечения надежности электроснабжения должны применяться средства автоматики: автоматическое включение резерва (АВР), автоматическое повторное включение (АПВ), устройства форсированного возбуждения синхронных двигателей, автоматическая частотная разгрузка (АЧР) и др

11.13 Все электроустановки должны быть выполнены в объеме проекта, в соответствии с требованиями действующих «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ), СНиП и других действующих нормативных документов

11 14. Передача электроэнергии от ОРУ к ЗРУ на строящихся или реконструируемых объектах магистральных нефтепроводов должна выполняться воздушно-проводными линиями.

Передачу электроэнергии к ЗРУ по кабельным линиям допускается применять в стесненных условиях.

11.15. Трассы кабельных линий должны прокладываться в местах, исключающих влияние высоких температур, попадание нефти, масла, воды, а также возможность механических повреждений.

11 16 Вводы и выводы кабельных линий из взрывоопасных помещений должны быть герметически заделаны.

11.17. Кабельные каналы должны иметь естественную вентиляцию.

11.18 Открытые проводные линии должны иметь молниезащиту, осуществляемую в виде отдельно стоящих стержневых молниеотводов или защитных тросов.

Расстояние между молниеотводами по оси линии электропередачи принимается не более 200 м

11.19 Основными задачами службы электроснабжения УМН (ПОМН) и РУМН являются.

обеспечение бесперебойного электроснабжения объектов магистральных нефтепроводов;

разработка и соблюдение удельных норм расхода электроэнергии,

совершенствование эксплуатации электроустановок,

анализ затрат по статье издержек на электроэнергию

11.20. В своей деятельности персонал, обслуживающий электроустановки, руководствуется.

«Правилами устройства электроустановок»,

«Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» и «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей»;

«Указаниями по проектированию энергоустановок объектов магистральных нефтепроводов. Энергоснабжение и теплоснабжение»;

«Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей»;

«Правилами пользования электрической и тепловой энергией»,

заводскими инструкциями по монтажу и эксплуатации электрооборудования и электроустановок;

местными инструкциями по эксплуатации и правилами безопасности электроустановок,

настоящими Правилами и другими действующими нормативными и руководящими документами.

11.21. Самостоятельные (отдельные) объекты магистральных нефтепроводов — потребители электроэнергии должны иметь надежные каналы связи с диспетчерскими пунктами энергосистем

Эксплуатация оборудования и средств связи с энергосистемами производится эксплуатационно-техническими конторами связи (ЭТКС).

11 22. На каждом объекте магистрального нефтепровода — потребителя электроэнергии из числа ИТР назначаются лица, ответственные за техническое состояние всего электрохозяйства в соответствии с ПТЭ электроустановок потребителей.

11.23 Техническое обслуживание и ремонт электро-

установок проводятся в соответствии с Основными положениями по ЦСТОР, инструкциями заводов — изготовителей электрооборудования, правилами технической эксплуатации и правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

11.24. Обслуживающий персонал должен быть обеспечен комплектом защитных средств в соответствии с ПТБ при эксплуатации электроустановок потребителей.

Защитные средства, подлежащие испытанию повышенным напряжением, должны иметь клеймо с датой последнего испытания с указанием рабочего напряжения.

11.25. Измерение и учет электроэнергии определяются схемой электроснабжения объектов магистрального нефтепровода, характером присоединяемых потребителей и схемой их коммутации.

11.26. Учет электроэнергии на объектах магистральных нефтепроводов должен обеспечивать:

определение количества электроэнергии, получаемой от электроснабжающей организации;

установление, уточнение и контроль удельных норм расхода электроэнергии на тонну перекачиваемой нефти;

контроль потребления и выработки реактивной мощности;

определение средневзвешенного коэффициента мощности предприятия.

11.27. Учет активной и реактивной мощностей для расчетов с электросистемой предусматривается на вводах потребителей напряжением 6, 10 кВ.

11.28. Внутренний учет активной и реактивной мощностей предусматривается на отходящих линиях напряжением 6, 10 кВ, питающих электродвигатели основных и подпорных насосов, а также КТП жилых поселков. Измерение электроэнергии обеспечивает:

правильное и рациональное ведение эксплуатации электрохозяйства;

контроль установленного режима работы электрооборудования;

контроль характера технологического процесса основных агрегатов и качества получаемой или вырабатываемой электроэнергии;

контроль за состоянием температуры изоляции.

11.29. Нормирование расхода электроэнергии на объектах магистральных нефтепроводов осуществляется в соответствии с «Инструкцией по нормированию топливно-энергетических ресурсов в нефтяной промышленности» и предполагает разработку, утверждение и внедрение плановых, технически и экономически обоснованных, максимально допустимых норм расхода электроэнергии, доведение их до рабочих мест и контроль за их выполнением.

12. ЗАЩИТА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ

12.1. Металлические сооружения магистрального нефтепровода должны быть защищены от коррозии: почвенной, вызываемой блуждающими токами; атмосферной; внутренней.

12.2. Защита металлических сооружений от почвенной коррозии должна осуществляться комплексно: защитными покрытиями (пассивная защита) и средствами электрохимической защиты (активная защита) в соответствии с требованиями ГОСТ «Единая система защиты от коррозии и старения. Подземные сооружения. Общие технические требования» и СНиП «Нормы проектирования. Магистральные трубопроводы».

Массивная и активная защиты от коррозии предусматриваются проектом.

12.3. Срок включения средств электрохимической защиты (ЭХЗ) с момента укладки участков трубопровода (сооружения) в грунт должен быть минимальным и не превышать одного месяца. Дренажная защита должна включаться в работу одновременно с укладкой участков трубопровода (сооружения) в грунт.

12.4. Магистральный нефтепровод по электропроводности должен быть непрерывным. Изолирующие вставки и соединения (фланцы, муфты и т. д.) применяются в виде исключения.

12.5. Выбор средств электрохимической защиты осуществляется в зависимости от условий прокладки сору-

жений и данных о коррозионной активности среды по отношению к металлу защищаемого сооружения с учетом результатов технико-экономических расчетов.

12.6. Катодная поляризация подземных металлических сооружений средствами электрохимической защиты должна обеспечивать требуемые величины поляризационного (защитного) потенциала на их поверхности, от минус 0,85 до 1,1 В (относительно неполяризующегося медносульфатного электрода сравнения).

На действующих стальных изолированных трубопроводах, не оборудованных специальными контрольно-измерительными пунктами для измерения поляризационных потенциалов, катодная поляризация сооружений должна выполняться таким образом, чтобы среднее значение разности потенциалов между трубой и медносульфатным электродом сравнения (включающее поляризационную и омическую составляющие) находилось в пределах от минус 0,87 до минус 2,5 В.

Катодная поляризация подземных металлических сооружений средствами электрохимической защиты должна осуществляться так, чтобы исключалось вредное влияние ее на соседние подземные металлические сооружения.

12.7. Электрический дренаж на подземных трубопроводах должен осуществляться при минимальном значении средней величины дренажного тока, обеспечивающего защиту трубопровода.

12.8. При совместной защите трубопроводов и кабеля связи для предотвращения перетекания тока из трубопроводов в оболочку кабеля следует применять перемычки, оборудованные вентильными устройствами.

12.9. Установка анодных заземлителей и протекторов должна предусматриваться ниже глубины промерзания грунта в местах с наименьшим удельным сопротивлением. Место подключения дренажного кабеля к анодному заземлению должно быть обозначено опознавательным знаком.

12.10. Станции катодной и дренажной защиты должны иметь ограждения, предупредительные плакаты и надписи, указывающие номер и километр трассы, видимые при обслуживании линейной части наземным и воздушным транспортом.

12.11. Защита днища и нижнего пояса стальных ре-

зервуаров от коррозии, вызываемой подтоварной водой, должна быть комплексной: с применением протекторов и специальных покрытий.

Защита протекторами днища и нижнего пояса стальных резервуаров должна выполняться в соответствии с «Рекомендациями по протекторной защите днищ стальных резервуаров от коррозии, вызываемой дренажной водой и технологией монтажа протекторов в действующих резервуарах».

Защита кровли, ферм, верхних поясов и понтона должна осуществляться специальными покрытиями.

12.12. Нетоковедущие части устройств электрохимической защиты должны быть заземлены в соответствии с «Правилами устройства электроустановок».

12.13. На станциях катодной защиты должна быть осуществлена защита от атмосферных перенапряжений (грозозащита). Проведение работ на них во время грозы категорически запрещается.

12.14. При проектировании линейной части, объектов и оборудования магистрального нефтепровода должны быть предусмотрены мероприятия по предупреждению внутренней коррозии.

12.15. При обнаружении в процессе эксплуатации признаков внутренней коррозии объектов магистральных нефтепроводов службой электрохимической защиты должны быть приняты меры к выявлению причин, остановке и предупреждению коррозии.

12.16. Эксплуатация средств электрохимической защиты нефтепроводов от коррозии, а также контроль за коррозионным состоянием подземных металлических сооружений осуществляются службой электрохимической защиты нефтепроводов от коррозии УМН (ПОМН), которая в своей работе руководствуется «Положением о службе электрохимической защиты нефтепроводов от коррозии в нефтепроводных управлениях Главтранснефти», «Положением о планово-предупредительном ремонте средств электрохимической защиты нефтепроводов», действующими нормами, правилами и другими руководящими документами.

12.17. Методическое и организационно-техническое руководство службами электрохимической защиты УМН осуществляется производственными отделами электрохимической защиты УМН (ПОМН).

12.18. В ведении персонала службы электрохимической защиты нефтепроводов от коррозии находятся:

средства электрохимической защиты: станции катодной защиты (СКЗ), станции дренажной защиты (СДЗ), протекторные установки, электрические перемычки трубопровода, изолирующие фланцы и т. д.;

средства контроля за коррозионным состоянием подведомственных нефтепроводов и других металлических сооружений УМН, коррозионно-измерительная техника, контрольно-измерительные колонки (катодные выводы) и т. д.

12.19. Линии электропередач напряжением 0,4; 6 и 10 кВ, трансформаторные подстанции и высоковольтное оборудование эксплуатирует и ремонтирует служба главного энергетика, несущая ответственность за бесперебойную подачу электроэнергии к станциям катодной защиты.

12.20. Служба электрохимической защиты (ЭХЗ) должна иметь:

помещения под мастерские для ремонта средств ЭХЗ;

специальное и вспомогательное оборудование, приборы, инструменты, материалы и средства защиты для безопасного ведения работ в соответствии с нормами;

передвижные лаборатории ЭХЗ.

12.21. Основные задачи персонала служб ЭХЗ:

обеспечение оптимальных эксплуатационных режимов установленных средств ЭХЗ и полной защиты от коррозии подземных металлических сооружений;

техническое обслуживание устройств ЭХЗ в соответствии с ГОСТ «Единая система защиты от коррозии и старения. Подземные сооружения. Общие технические требования», действующими положениями и инструкциями;

составление графиков ППР средств ЭХЗ и обеспечение своевременного их выполнения;

ведение технической документации на средства ЭХЗ по установленной форме;

контроль за монтажом и наладкой вводимых в эксплуатацию средств ЭХЗ;

внедрение мероприятий, повышающих надежность и долговечность применяемых средств ЭХЗ;

контроль коррозионного состояния действующих неф-

тепроводов, коммуникаций НПС и резервуаров с помощью электроизмерений, выявление участков неполной защиты и принятие мер по защите их от коррозии;

осмотр изоляционного покрытия и поверхности металла труб в шурфах, отрываемых в наиболее опасных в коррозионном отношении местах, или контроль их с помощью приборов с составлением соответствующих документов, отражающих состояние трубопроводов и эффективность действия защиты;

технический надзор за состоянием изоляционного покрытия строящихся и ремонтируемых нефтепроводов;

принятие мер по предупреждению внутренней коррозии нефтепроводов;

обеспечение защиты резервуаров от коррозии, вызываемой подтоварной водой;

представление сведений для прогнозирования капитального ремонта нефтепроводов.

12.22. Контроль за коррозионным состоянием подземных металлических сооружений осуществляется в контрольно-измерительных пунктах, устанавливаемых:

через каждый километр вдоль всей трассы нефтепровода, а в зонах действия блуждающих токов — через 500 м;

в местах подключения средств ЭХЗ, изменения типов изоляционного покрытия, врезки отводов и установки изолирующих фланцев;

на переходах через водные преграды и под автомобильными и железными дорогами (с самостоятельным выводом от трубопровода и футляра);

на пересечениях с металлическими трубопроводами и кабелями и в других характерных точках (овраги, балки, места повышенной влажности).

12.23. Замеры разности потенциалов (сооружение — земля) должны производиться не реже двух раз в год с целью установления:

эффективности всей системы защиты от коррозии;

необходимых изменений схемы активной защиты и режимов ее эксплуатации;

участков, особо опасных в коррозионном отношении;

сроков ремонтов изоляционных покрытий по участкам.

Электрические измерения проводятся по графику, установленному УМН, а также во всех случаях изменения схем и режимов работы устройств ЭХЗ или электрифицированных участков железных дорог в зоне нефтепровода (или изменения режима работы этих участков), прокладки новых или дренажа старых соседних подземных металлических сооружений.

12.24. Техническое обслуживание устройств электрохимической защиты должно проводиться не реже:

четырех раз в месяц — на устройствах дренажной защиты;

двух раз в месяц — на устройствах катодной защиты;

одного раза в 6 месяцев — на контролируемых протекторных установках.

Ремонт средств ЭХЗ должен проводиться по графику ППР, составленному в соответствии с «Положением о планово-предупредительном ремонте средств ЭХЗ нефтепроводов».

12.25. Сведения о работе, причинах отказов, показания приборов катодных и дренажных установок и результаты измерения разности потенциалов «сооружение — земля» в точке дренажа записываются в журнал контроля работы, находящийся внутри установки ЭХЗ.

Полученные данные в течение дня передаются начальнику службы электрохимической защиты РУМН для записи в сводный журнал работы средств ЭХЗ.

Один раз в квартал сведения о работе средств ЭХЗ передаются начальником службы РУМН в производственный отдел электрохимической защиты УМН (ПОМН).

Контроль за техническим обслуживанием средств электрохимической защиты, качеством выполняемых работ, правильностью заполнения журналов осуществляется ИТР службы электрохимической защиты УМН раз в месяц, производственным отделом электрохимической защиты УМН (ПОМН) — раз в 6 месяцев с записью в журналы контроля.

12.26. При приближении ремонтной колонны, осуществляющей капитальный ремонт нефтепровода, к месту подключения дренажного провода (кабеля) установки ЭХЗ последняя должна быть отключена, дренажный провод отсоединен от ремонтируемого нефтепровода.

После прохождения ремонтной колонны устройства ЭХЗ должны быть восстановлены и включены в работу. Перерыв в работе установок ЭХЗ не должен превышать 12 ч.

12.27. Земляные работы, связанные с отключением и восстановлением электрохимической защиты (подсоединение дренажных проводов, электрических перемычек), а также работы по восстановлению контрольно-измерительных колонок должны быть предусмотрены в смете капитального ремонта нефтепровода.

12.28. Защитные заземления средств ЭХЗ должны соответствовать требованиям действующих «Правил устройства электроустановок» и содержаться в исправном состоянии.

12.29. При производстве работ, связанных с электрическими измерениями на подземных сооружениях, а также работ по монтажу, ремонту и наладке устройств электрохимической защиты следует руководствоваться «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей».

12.30. К выполнению работ по эксплуатации устройств ЭХЗ с питанием от сети напряжением до 1000 В допускаются лица, имеющие квалификационную группу по технике безопасности не ниже III, сдавшие экзамены в установленном порядке.

12.31. При эксплуатации устройств ЭХЗ обслуживающий персонал должен быть обеспечен индивидуальными защитными средствами: изолирующими подставками, резиновыми ковриками, диэлектрическими галошами, ботами и перчатками, инструментом для монтера с изолированными ручками, указателями напряжения, прошедшими электрические испытания в сроки согласно правилам устройства электроустановок и правилам техники безопасности.

12.32. Электрометрические измерения в контрольно-измерительных пунктах, расположенных у проезжей части дороги, на рельсах трамвая или электрифицированной железной дороги, должны производить два человека, один из которых следит за безопасностью работ и ведет наблюдение за движением транспорта.

12.33. При подключении дренажного кабеля его следует соединять сначала с отключенной электродренажной установкой, а затем с рельсами, путевым дросселем

или минусовой шиной тяговой подстанции. Подключение производится в присутствии представителя железной дороги.

13. ЗАЩИТА ОТ СТАТИЧЕСКОГО ЭЛЕКТРИЧЕСТВА И МОЛНИЕЗАЩИТА

13.1. Все виды сооружений магистральных нефтепроводов должны быть защищены от прямых ударов молнии, ее вторичных проявлений и от статического электричества, возникающего в процессе движения нефти, в соответствии с действующими нормами и руководящими документами.

13.2. Защита от статического электричества трубопроводов, расположенных на наружных эстакадах, должна отвечать требованиям действующих «Указаний по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений».

13.3. Во избежание разрядов статического электричества с поверхности нефти потенциал электростатического поля в газовом пространстве емкости должен определяться, исходя из допустимого значения напряженности, которое обусловливается пробойной величиной паровоздушной смеси.

13.4. Максимальные скорости движения электризующихся жидкостей (нефти) в трубопроводах и емкостях в зависимости от электрических свойств жидкости и напряженности электрического поля в газовом пространстве емкости ограничиваются требованиями раздела 3 «Правил эксплуатации металлических резервуаров для нефти и нефтепродуктов и руководства по их ремонту» и «Правил технической эксплуатации нефтебаз».

13.5. Заземляющие устройства для защиты от статического электричества объединяются с заземляющими устройствами для электрооборудования и должны соответствовать требованиям действующих «Правил устройства электроустановок».

13.6. Для защиты от статического электричества все металлическое оборудование, резервуары, нефтепрово-

ды, сливно-наливные устройства, расположенные внутри и вне помещений, предназначенные для транспортирования, хранения и отпуска легковоспламеняющихся и горючих жидкостей (нефти), подлежат обязательному заземлению и должны представлять на всем протяжении непрерывную электрическую цепь.

13.7. Одновременно из общей системы заземления выделяется и заземляется каждый отдельный аппарат, являющийся источником интенсивного и быстрого возникновения опасных потенциалов статического электричества (сливно-наливные устройства, насосы и т. д.). Отдельному заземлению подлежат также одиночно установленные емкости и аппараты или они присоединяются к общей заземляющей системе. Последовательное включение в заземляющую систему не допускается.

13.8. Резервуары объемом более 500 м^3 согласно «Правилам защиты от статического электричества в производствах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности» должны заземляться не менее чем в двух диаметрально противоположных местах, объемом 5000 м^3 и 10 000 м^3 — в четырех местах на равном расстоянии друг от друга; бо́льших объемов — через каждые 30 м периметра.

13.9. Магистральные нефтепроводы должны заземляться в начале, конце и во всех ответвлениях.

13.10. Фланцевые соединения трубопроводов и установок, поскольку они имеют достаточно низкое сопротивление, специальных перемычек, как правило, не требуют.

13.11. При наличии изолирующих фланцев, применяемых при катодной защите и борьбе с блуждающими токами, каждый изолированный участок заземляется самостоятельно в начале и конце.

13.12. На сальниковых компенсаторах и шарнирных соединениях должны быть установлены шунтирующие перемычки из гибкого многожильного провода. Минимальное сечение заземляющих проводов из стали должно быть не менее 25 мм^2, из меди — 16 мм^2.

13.13. Металлические эстакады для нефтепроводов должны быть электрически соединены с проходящими по ним трубопроводами через каждые 200—300 м и иметь надежное заземление в начале и в конце.

13.14. Рельсы железнодорожных путей в пределах

сливно-наливного фронта должны быть электрически соединены между собой и надежно заземлены.

13.15. Заземляющие токоотводы на защищаемом объекте должны прокладываться не менее чем через каждые 15 м.

13.16. Все резиновые рукава (или из неэлектропроводных материалов) с металлическими наконечниками, предназначенные для налива (слива) нефти в железнодорожные цистерны и нефтеналивные суда, должны быть заземлены снаружи или внутри рукава медной многожильной гибкой проволокой диаметром не менее 2 мм, с шагом витка не более 10 см и припайкой одного конца ее к металлическим частям сливно-наливной коммуникации, а другого — к наконечнику рукава.

13.17. Корпуса нефтеналивных судов до начала сливно-наливных операций должны быть электрически соединены с причалом и заземлены кабелем достаточной длины с площадью сечения не менее 16 мм^2 согласно «Правилам классификации и постройки судов внутреннего плавания. Часть IX. Электрооборудование».

Танкеры и причалы снабжаются щитками заземления и кабелем, нефтеналивные баржи — щитками заземления или специально приваренными к корпусу зажимами.

Заземление производится до соединения трубопроводов (рукавов) причала с судном, а снимается после разъединения трубопроводов (рукавов).

Электрически заземленным оборудование считается при сопротивлении заземления не более 100 Ом. Это должно быть проверено и указано в актах приема судна и причала в эксплуатацию и перед началом навигации.

Грузовые и зачистные трубопроводы судов I и II групп должны быть надежно электрически соединены с корпусом судна, а фланцы должны замыкаться перемычками сечением не менее 500 мм^2.

13.18. Отсоединять и присоединять кабели заземления во время сливно-наливных операций запрещается.

13.19. Если в трубопроводах и технологической аппаратуре исключена возможность образования взрывоопасных концентраций паровоздушных смесей, то скорости движения нефти по трубопроводам и истечения ее в емкости не ограничиваются.

13.20. При возможности образования взрывоопасных концентраций паровоздушных смесей допустимую скорость движения нефти по трубопроводам необходимо определять, исходя из того, что заряд, приносимый в приемную емкость с потоком нефти, не вызовет с поверхности продукта искрового разряда с энергией, достаточной для воспламенения паровоздушной смеси.

13.21. Допустимые скорости движения нефти по трубопроводам и истечения их в резервуары под зеркало жидкости устанавливаются проектом в каждом случае в зависимости от электрофизических свойств нефти, диаметра, свойств материала, состояния стенки трубопровода, размера и формы емкостей, условий окружающей среды и количества жидкости в емкостях.

13.22. Во избежание опасности искровых разрядов наличие на поверхности нефти незаземленных электропроводных плавающих предметов не допускается.

При применении поплавковых или буйковых уровнемеров их поплавки должны быть изготовлены из электропроводного материала и постоянно надежно заземлены.

При эксплуатации разервуаров с металлическими понтонами или понтонами из синтетических материалов все электропроводящие элементы понтонов должны быть надежно заземлены.

13.23. Нефть должна поступать в резервуары, как правило, ниже уровня находящегося в них остатка.

13.24. При наливе нефти в транспортные емкости во всех случаях напряженность электростатического поля над поверхностью жидкости не должна превышать допустимого значения.

13.25. Налив нефти в железнодорожные цистерны, нефтеналивные суда и другие емкости должен производиться таким образом, чтобы не допускать разбрызгивания и распыления нефти.

13.26. Запрещается проведение работ внутри емкостей, где возможно создание взрывоопасных паро-, газо- и пылевоздушных смесей, в комбинезонах, куртках и другой верхней одежде из электризующихся материалов. Работы допускается проводить только в спецодежде, установленной для этой цели.

13.27. Резервуары должны быть защищены от пря-

мых ударов молнии, ее вторичных проявлений и заноса высоких потенциалов по проводам.

13.28. Для защиты от прямых ударов молнии заглубленных в землю резервуаров разрешается использовать магниевые протекторы, предназначенные для защиты от коррозии, с выполнением следующих условий: стальной стержень протектора и присоединяемый к нему проводник токоотвода должны иметь диаметр не менее 6 мм, а при высокой агрессивности грунтов — не менее 8 мм и быть оцинкованными; соединение стержня протектора и проводника токоотвода должно быть выполнено сваркой внахлест на длину, равную не менее шести диаметрам проводника; импульсное сопротивление растеканию тока заземлителя должно быть не более 50 Ом.

13.29. Для защиты резервуаров от электромагнитной индукции все подведенные к резервуару трубопроводы, кабели в металлическом корпусе и другие протяженные металлические конструкции, расположенные друг от друга на расстоянии 10 см и менее, должны быть соединены через каждые 25—30 м металлическими перемычками установленного сечения.

13.30. Для предотвращения заноса высоких потенциалов в резервуар по трубопроводам и другим коммуникациям последние необходимо в месте ввода их в резервуар присоединять к одному из заземлителей резервуара.

13.31. Молниеприемники должны быть изготовлены из металла любого профиля длиной не менее 200 мм, площадью сечения не менее 100 мм^2 либо из многопроволочного оцинкованного троса площадью сечения не менее 35 мм^2.

Для защиты от коррозии молниеприемники оцинковывают, лудят или красят. Соединение молниеприемников с токоотводом должно быть сварным (при невозможности сварки допускается соединение на болтах).

13.32. Во время грозы запрещается приближаться к молниеотводам ближе чем на 4 м, о чем должны быть вывешены предупредительные таблички с надписями около резервуаров и отдельно стоящих молниеотводов.

13.33. При эксплуатации молниезащиты должно проводиться систематическое наблюдение за их состоянием; в график планово-предупредительных работ долж-

ны входить техническое обслуживание (ревизия), текущие и капитальные ремонты этих устройств.

13.34. Лицами, проводящими ревизию молниезащиты, составляется акт осмотра и проверки с указанием обнаруженных дефектов и разрабатываются мероприятия по их устранению.

13.35. Приемка средств защиты от статического электричества и молниезащиты должна осуществляться одновременно с приемкой технологического оборудования в соответствии с требованиями СНиП по приемке в эксплуатацию законченных строительством предприятий, зданий и сооружений. На каждое заземляющее устройство должен быть заведен паспорт.

13.36. Ответственность за исправное состояние устройств защиты от статического электричества и молниезащиты несет служба главного энергетика на всех уровнях управления. Ответственные лица обязаны обеспечить эксплуатацию и ремонт устройства защиты в соответствии с действующими нормативными документами.

13.37. Осмотр и текущий ремонт защитных устройств необходимо проводить одновременно с осмотром и текущим ремонтом технологического оборудования, электрооборудования и электропроводки; измерение электрических сопротивлений заземляющих устройств для защиты от статического электричества должно проводиться два раза в год — летом в период наибольшего просыхания и зимой в период наибольшего промерзания почвы одновременно с проверкой заземления электрооборудования установок в соответствии с правилами технической эксплуатации и правилами техники безопасности электроустановок потребителей, а также после каждого ремонта оборудования.

13.38. Быстроизнашивающиеся узлы защитных устройств (защитное оборудование сливно-наливных шлангов и т. д.) должны постоянно контролироваться, своевременно подвергаться ремонту и обновляться в установленные сроки.

13.39. Заземляющие устройства защиты от статического электричества на нефтеналивных причалах и судах подвергаются осмотрам и испытанию в объемах и в сроки, установленные нормативной документацией для этого вида оборудования.

14. ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СВЯЗЬ

14.1. Система производственно-технологической связи магистральных нефтепроводов состоит из линейных и станционных сооружений.

К линейным сооружениям относятся магистральные и соединительные кабельные, воздушные, радиорелейные и местные линии связи промышленных площадок и жилых поселков, необслуживаемые усилительные пункты (НУП).

К стационным сооружениям относятся обслуживаемые узлы связи, радиорелейные станции с антенно-фидерными системами и энергосооружениями.

14.2. Производственно-технологическая связь нефтепроводов должна обеспечивать:

диспетчерскую телефонную связь центральных диспетчерских пунктов Миннефтепрома с диспетчерскими пунктами управлений (объединений) магистральными нефтепроводами и объединений (управлений) по добыче нефти;

диспетчерскую телефонную связь диспетчерских пунктов управлений (объединений) магистральными нефтепроводами и объединений (управлений) по добыче нефти с диспетчерскими пунктами районных управлений магистральными нефтепроводами, линейных производственных диспетчерских станций (ЛПДС) или НПС, наливных станций, нефтяных промыслов, а также смежных объединений (управлений) между собой:

диспетчерскую телефонную связь районного управления магистральным нефтепроводом с ЛПДС или НПС, наливными станциями, ремонтно-восстановительными и эксплуатационными службами нефтепровода, пунктами замера транспортируемой нефти, пунктами пуска и приема очистных устройств, линейными ремонтерами (обходчиками), специальными транспортными средствами, оборудованными установками двусторонней связи, а также с головными сооружениями промыслов и смежными районными управлениями или службами;

оперативно-производственную телефонную и телеграфную связь Миннефтепрома с управлениями (объединениями) магистральных нефтепроводов и объеди-

нениями (управлениями) по добыче нефти; управлений (объединений) с подчиненными им службами, а также смежных объединений (управлений) между собой;

телефонную связь сетевых совещаний Миннефтепрома с управлениями (объединениями) магистральными нефтепроводами и с объединениями (управлениями) по добыче нефти, основными эксплуатационными службами нефтепровода, промыслами;

местную связь промышленных площадок и жилых поселков, связь с пожарной охраной и с выходами на каналы Минсвязи СССР и других ведомств;

каналы телемеханики;

каналы передачи данных для АСУ.

14.3. Кроме производственно-технологической связи магистральных нефтепроводов на подстанциях НПС напряжением 35/6,10; 110/6,10, 110/35/6,10 кВ, должна выполняться оперативно-диспетчерская связь подстанций НПС с диспетчерскими пунктами и питающими подстанциями энергосистемы по техническим условиям последних.

14.4. Энергоснабжение узлов связи и радиорелейных станций должно обеспечивать надежное электропитание их как электропотребителей I категории.

Для отдельных узлов связи, не отвечающих этому требованию, впредь до переустройства допускается электропитание как потребителей II категории с разрешения Министерства нефтяной промышленности.

14.5. Линии производственно-технологической связи входят в состав линейных сооружений нефтепровода, служат для централизованного управления и являются технической базой для автоматизированной системы управления (АСУ) трубопроводного комплекса.

14.6. Кабельная линия производственно-технологической связи должна быть зафиксирована на местности указательными столбиками, которые следует устанавливать:

у всех подземных муфт кабеля;

в местах отхода кабеля от трубопровода к усилительным пунктам и на углах поворота трассы кабеля;

при пересечении кабелем железных и автомобильных дорог, водных преград, продуктопроводов, воздушных и кабельных линий электропередачи и связи с обеих сторон от преграды.

Указательные столбики не устанавливаются в местах размещения контрольно-измерительных пунктов, которые следует предусматривать совмещенными для кабеля и трубопровода.

14.7. Граница подводного кабеля устанавливается соответственно границе подводного перехода трубопровода.

Кабели подводных переходов должны прокладываться, как правило, в отдельных траншеях.

14.8. Защита кабельной линии производственно-технологической связи от электрохимической коррозии предусматривается совместно с защитой трубопровода.

Для кабельной линии, удаленной от трубопровода на расстоянии более 40 м, устраивается самостоятельная защита.

14.9. Линейные устройства и линии связи должны быть оборудованы защитой от влияния соседних и пересекающих их линий электропередачи и защитой от грозовых разрядов согласно «Правилам устройства электроустановок».

Кабельные линии связи, расположенные на расстоянии более 10 м от трубопровода в грозоопасных районах, должны иметь специальную грозозащиту.

14.10. Связь линейных ремонтеров должна обеспечить быструю передачу информации сменному инженеру (оператору) перекачивающей станции или диспетчеру нефтепроводного управления с трассы нефтепровода, а также передачу команды в обратном направлении.

На трассе устанавливаются выводные колонки для включения переносного аппарата обходчика нефтепровода и для подключения связи непосредственно с трассы в случае аварии на нефтепроводе. Выводные колонки устанавливаются через 3 км.

14.11. Система радиорелейной линии связи нефтепровода, организованная в комплексе с ультракоротковолновой (УКВ) радиосвязью должна обеспечить устойчивую двустороннюю связь с линейными объектами нефтепровода и обслуживающим персоналом, находящимся на линии.

14.12. Диспетчерская связь должна действовать круглосуточно. На случай повреждения диспетчерской связи должно быть предусмотрено резервирование ее

средствами связи других ведомств, по согласованию с последними.

14.13. Узлы связи магистральных нефтепроводов размещаются, как правило, в отдельных зданиях или блок-боксах либо в помещениях административно-технических зданий. В состав узла связи входят: линейно-аппаратный зал (ЛАЗ), коммутаторная, кросс, генераторная, аккумуляторная, резервная электростанция, кладовая, мастерская и другие подсобные помещения.

На вновь строящихся узлах для местной связи должны применяться только автоматические телефонные станции (АТС).

14.14. Устройство заземления на узлах связи и усилительных пунктах (УП) должно соответствовать требованиям проекта и ГОСТ «Заземления стационарных установок проводной связи и стационарных радиотрансляционных узлов».

14.15. Телефонные станции местной связи должны быть связаны соединительными линиями с пунктами приема и сдачи нефти, с ближайшими узлами связи Министерства связи СССР, Министерства путей сообщения, а также с узлами связи энергосистемы и пожарной охраны.

14.16. Абонентам местной связи, участвующим в технологическом процессе транспортирования нефти, должно предоставляться право выхода на дальнюю оперативно-производственную связь нефтепровода.

14.17. Для осуществления внутриплощадочной связи на перекачивающей станции прокладывают комплексную кабельную телефонную сеть.

14.18. Для внутрипроизводственных нужд на площадках нефтеперекачивающих станций могут быть установлены диспетчерские и служебного назначения громкоговорящие установки.

14.19. Собственно электростанции ЛПДС (НПС) и вспомогательное оборудование для перекачки воды, топлива и масла, расположенные в обособленных помещениях, должны быть связаны с машинным залом телефоном со звуковым сигналом.

14.20. Во взрывоопасных местах (насосный цех, наливная эстакада, резервуарный парк и т. п.) устанавливаются только взрывобезопасные телефонные ап-

параты. Вводы телефонных линий во взрывоопасные помещения должны быть во взрывобезопасном исполнении.

14.21. Порядок пользования связью устанавливается управлением (конторой) связи по согласованию с нефтепроводным управлением.

Управление (контора) связи обеспечивает нефтепроводные управления всеми видами производственной связи по договорам.

Взаимоотношения управления связи с нефтепроводными управлениями устанавливаются вышестоящей организацией.

14.22. Управление (контора) связи организует и эксплуатирует производственную связь, а также осуществляет реконструкцию, наладку и ремонт средств производственной связи.

14.23. Содержание линий производственной связи в исправном состоянии обеспечивается проведением:

технического обслуживания, являющегося основным видом работ, предотвращающих нарушение связи;

текущего ремонта;

капитального ремонта;

восстановительных работ по устранению отказов и повреждений линий и линейных сооружений связи.

14.24. Обслуживание должно осуществляться, как правило, по участкам связи, с учетом границ обслуживания нефтепроводных управлений или служб ЦСТОР.

14.25. Проверка действия линейных устройств связи должна проводиться не реже одного раза в сутки.

Периодические осмотры линий связи осуществляют участковые электромонтеры связи по утвержденному графику.

Не реже одного раза в месяц линии и устройства связи по трассе осматривает линейный электромеханик связи.

Начальник службы (участка связи) должен лично осматривать линейные устройства не реже одного раза в квартал, проверять техническое состояние, наличие эксплуатационных материалов, инструментов и запасных частей.

Внеочередные осмотры линейных сооружений связи должны проводиться при появлении гололеда, при прокладке по трассе новых ниток трубопровода, при

возникновении пожара вблизи линий связи. Во время ледохода и разлива рек осмотры переходов и участков линий в поймах рек проводятся ежедневно.

Все замеченные при осмотрах дефекты должны заноситься в журнал для записи дефектов и своевременно устраняться.

14.26. Обслуживание цепей и каналов производственной связи должно обеспечить строгое соблюдение режимов работы аппаратуры, цепей и каналов связи (установленных соответствующими паспортами), которое является основным условием высококачественной и устойчивой связи.

14.27. Соблюдение режимов работы аппаратуры, цепей и каналов, соответствующих паспортным нормам, обеспечивается:

наблюдением дежурного технического персонала связи за состоянием и режимом работы оборудования путем проверки съемных деталей, шнуров, искателей, ламп и других элементов, а также электрического состояния каналов связи путем измерения остаточного затухания и шумов, проверки слышимости и проведения других испытаний, характеризующих качество работы каналов связи и систем уплотнения;

периодической профилактикой оборудования и каналов связи;

периодическими измерениями физических цепей, проводов воздушных и кабельных линий постоянным и переменным токами.

Измерения физических цепей постоянным и переменным токами должны проводиться по графикам и после устранения линейного повреждения.

14.28. Электрические нормы на оборудование определяют оптимальные режимы работы отдельных узлов и оборудования в целом и оказывают существенное влияние на качественные показатели каналов связи: громкость, взаимные влияния между каналами, шумы и искажения.

Эти нормы и допустимые отклонения от них приводятся в заводских паспортах.

14.29. Электрические нормы на каналы связи определяют номинальные значения основных электрических параметров, характеризующих качество состояния каналов: громкость и внятность передачи, отсутствие ис-

кажений и шумов, устойчивость, а также определяют допуски на них.

Каналы связи должны соответствовать нормам, изложенным в «Руководстве по паспортизации каналов отечественных систем уплотнения воздушных и кабельных линий», и поддерживаться в постоянной исправности.

14.30. Текущий ремонт линейных сооружений связи осуществляется линейными монтерами связи, а капитальный ремонт — специализированными ремонтными колоннами.

Объем и сроки ремонтов устройств связи должны устанавливаться на основе результатов осмотра и испытаний.

Ремонт линий и устройств связи, связанный с временным прекращением диспетчерской связи, должен быть согласован с главным инженером управления магистральными нефтепроводами.

14.31. Прием линий и устройств связи после капитального ремонта осуществляется комиссией, назначаемой начальником ЭТКС с участием ответственного производителя работ. При приемке должны быть проведены необходимые измерения. Контрольные измерения на линиях связи должны проводиться в соответствии с нормами и правилами Министерства связи СССР и инструкцией, согласованной с главным инженером управления магистрального нефтепровода.

14.32. Линейные сооружения связи своевременно (в летний сезон) должны подготовляться к осенне-зимнему периоду.

К числу первоочередных мероприятий относятся: повышение устойчивости линейных сооружений на участках, подверженных гололеду и сильным ветрам; тщательный осмотр линейных проводов и улучшение крепления; очистка изоляторов с проверкой и заменой вязок; проверка состояния переходных опор через ЛЭП, реки, дороги и другие линии связи с устранением обнаруженных неисправностей, проверка герметизации кабельных ящиков.

В труднодоступные районы следует заблаговременно завезти необходимые инструменты, полевые кабели, запасы опор (столбов), траверс, шесты для удаления с проводов инея, льда и другие материалы.

14.33. В районах, подверженных гололеду, для борьбы с ним должны быть сформированы бригады, состав которых утверждается приказом по конторе связи.

При необходимости должны быть заключены договоры с колхозами, расположенными вдоль трассы нефтепровода, на рабочую силу и транспортные средства для борьбы с гололедом.

14.34. Каждая неисправность в линейных сооружениях или в оборудовании, вызвавшая прекращение связи по одной или нескольким цепям, являющимся единственными на данном направлении, считается аварией и должна немедленно устраняться.

Неудовлетворительная слышимость равноценна потере связи, также считается аварией и подлежит немедленному исправлению.

14.35. При повреждениях должны быть немедленно приняты меры к выявлению их причины и восстановлению нормального действия связи.

14.36. В ЭТКС должны быть разработаны и утверждены местные инструкции по ликвидации повреждений и восстановительным работам.

14.37. Дежурный технический персонал при возникновении аварии обязан:

быстро определить характер и место аварии (на линии или на станции);

по возможности обеспечить замену повреждений цепи или оборудования;

организовать работы по ликвидации аварии, принимая все меры к быстрейшей ее ликвидации;

после ликвидации аварии провести контрольные измерения цепей и каналов связи.

14.38. Дежурный технический персонал обязан немедленно доложить об аварии (повреждении) и принятых мерах начальнику узла связи и диспетчеру УМН.

При длительности аварии (повреждении) до 15 мин сообщение узла связи о возникновении аварии или повреждении может быть сделано после устранения неисправности, но не позже чем через 30 мин после восстановления связи.

14.39. В случае аварии связи на магистральном нефтепроводе длительностью более 1 ч технические руководители узла связи обязаны доложить руководству

управления связи и управления магистральными нефтепроводами.

14.40. *Каждый случай простоя вследствие аварии* или повреждения каналов связи должен тщательно расследоваться с привлечением к расследованию заинтересованных лиц.

14.41. В аварийных ситуациях в электроустановках НПС персоналу служб главного энергетика с паролем «Аварийно» каналы производственной связи предоставляются вне очереди.

При оперативных переключениях в электроустановках НПС персоналу службы главного энергетика с паролем «Оперативно» каналы производственных связи предоставляются вне очереди.

14.42. В аварийных ситуациях на объектах магистрального нефтепровода персоналу соответствующих служб с паролем «Аварийно» каналы производственной связи предоставляются вне очереди.

При оперативных переключениях на нефтеперекачивающих станциях и магистральных нефтепроводах, а также приемно-сдаточных пунктах персоналу оперативно-диспетчерской службы с паролем «Оперативно» каналы производственной связи предоставляются вне очереди.

15. ПРИЕМ, ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ПОСТАВКА НЕФТИ

УПРАВЛЕНИЕ ПРИЕМОМ, ПЕРЕКАЧКОЙ И ПОСТАВКАМИ НЕФТИ

15.1. Управление приемом, перекачкой и поставками нефти осуществляется:

на уровне Главтранснефти — Центральным диспетчерским управлением (ЦДУ);

на уровне УМН (ПОМН) — центральным диспетчерским пунктом (ЦДП);

на уровне технологических комплексов — районным диспетчерским пунктом (РДП);

на уровне технологических объектов — местным диспетчерским пунктом (МДП), операторным пунктом (ОП).

15.2. ЦДУ осуществляет:

планирование перекачки по системе магистральных нефтепроводов Главтранснефти на основе планов приема и поставок нефти;

контроль и обеспечение оптимальных режимов работы системы и отдельных магистральных нефтепроводов, сокращение остановок НПС;

учета приема, перекачки и поставок нефти.

15.3. ЦДП осуществляет:

оперативное планирование приема, перекачки и поставок нефти по каждым магистральным нефтепроводам и пунктам приема-сдачи нефти в пределах УМН (ПОМН);

оперативное управление приемом, перекачкой и поставками нефти по каждым магистральным нефтепроводам и пунктам приема-сдачи в пределах УМН (ПОМН); оптимизацию режимов работы нефтепроводов;

учет движения нефти с учетом сортности по отдельным магистральным нефтепроводам и товарным паркам;

мероприятия по сокращению остановок отдельных нефтепроводов и НПС, а также выясняет их причины и принимает меры к их предупреждению;

контроль технического состояния нефтепроводов, резервуаров и основного технологического оборудования.

15.4. РДП осуществляет:

непосредственное управление технологическими процессами приема, перекачки и поставок нефти в пределах установленных границ; оптимизацию режимов работы, мероприятия по предупреждению остановок оборудования без особой надобности;

учет движения нефти с учетом сортности и по отдельным нефтепроводам и товарным паркам в пределах установленных границ;

контроль технического состояния нефтепроводов, резервуаров и основного технологического оборудования в пределах установленных границ.

15.5. МДП (ОП) осуществляет:

непосредственное управление технологическими объектами;

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

контроль технического состояния технологического оборудования по вверенным объектам.

15.6. ЦДУ, ЦДП, РДП, МДП (ОП) оборудуются необходимыми средствами управления согласно проекту в соответствии с «Основными положениями по разработке и внедрению АСУтранснефть».

15.7. Автоматическое переключение нефтепроводов, резервуаров и оборудования должно осуществляться с регистрацией в МДП (ОП), РДП, ЦДП. При дистанционном и местном управлении нефтепроводы, резервуары и оборудование не могут быть выведены из работы или резерва, без разрешения и регистрации диспетчера, кроме случаев явной опасности для людей, а также случаев аварийного состояния.

15.8. Регистрация и оперативный контроль основных технологических параметров проводятся не реже чем через 2 ч. Регистрация и контроль баланса нефти и давлений в нефтепроводах обязательные на всех уровнях диспетчерской службы.

15.9. Работники ЦДУ, ЦДП, РДП, МДП (ОП) руководствуются:

настоящими Правилами;

должностными инструкциями;

технологической картой эксплуатации нефтепроводов, технологических трубопроводов и резервуаров;

инструкцией по приему, сдаче и учету перекачиваемой нефти;

инструкцией по осуществлению последовательной перекачки нескольких сортов нефтей по трубопроводу;

графиком плановых остановок магистральных нефтепроводов;

«Особыми условиями приема и поставки нефти»;

техническими условиями и стандартами на прием и поставку нефти;

соответствующим положением о диспетчерском подразделении;

инструкцией по ведению огневых работ;

инструкцией по ликвидации аварий;

планами приема, перекачки и сдачи нефти потребителям;

месячными режимами работы магистральных нефтепроводов;

переходными режимами работы магистральных нефтепроводов;

инструкциями по эксплуатации средств телемеханики, пультов ввода информации, аппаратуры передачи данных;

правилами по технике безопасности, производственной санитарии и пожарной безопасности.

15.10. Работа диспетчера должна оформляться записями:

в суточном диспетчерском листе;

в журнале входящих и исходящих телефонограмм;

в журнале учета последовательной перекачки;

в журнале очистки нефтепроводов от внутренних отложений;

в суточных сводках;

в суточном рапорте о состоянии основного технологического оборудования;

в журнале оперативного учета движения нефти;

в журнале приема-сдачи вахты.

15.11. ЦДП, МДП, РПД имеют следующие чертежи и схемы в масштабах, удобных для пользования:

подробный профиль трасс с ситуацией, с нанесением мест подключения ответвлений, линий гидравлических испытаний, максимально допустимых давлений по участкам трубопровода и гидравлических уклонов, схемы трубопроводов с обозначением задвижек и ответвлений;

подробные технологические схемы объектов с обозначением номеров задвижек, резервуаров, основных насосных агрегатов с указанием марки насоса.

ОБЯЗАННОСТИ ОПЕРАТИВНОГО ПЕРСОНАЛА

15.12. К оперативному персоналу по управлению приемом, перекачкой и поставками нефти относится персонал ЦДУ, ЦДП, РДП и МДП (ОП).

15.13. Оперативный персонал должен быть дежурным и работать посменно.

15.14. Руководителями смены по уровням управления являются: дежурные диспетчеры ЦДУ, ЦДП, РДП; сменный инженер (оператор) МДП (ОП).

15.15. Оперативный персонал должен работать по утвержденному графику.

15.16. Каждый дежурный, приступая к работе, должен принять смену от предыдущего дежурного, а после окончания работы сдать смену следующему дежурному. Уход с дежурства без сдачи смены запрещается.

15.17. При приеме и сдаче смены оперативный персонал в зависимости от уровня управления обязан:

ознакомиться с состоянием, схемой и режимами работы нефтепроводов и оборудования на вверенном участке в объеме, установленном должностной инструкцией;

получить сведения от сдающего смену о режиме работы и техническом состоянии нефтепроводов, резервуаров и основного технологического оборудования на вверенном участке;

проверить и принять инструмент, материалы, ключи от помещения, оперативную документацию и инструкции;

ознакомиться со всеми записями и распоряжениями за время предыдущего дежурства;

оформить прием смены путем записи в журнале или ведомости за своей подписью и подписью сдавшего.

15.18. Каждый дежурный во время своего дежурства является ответственным лицом за правильное ведение технологического процесса приема, перекачки и поставки нефти и за контроль эксплуатации нефтепроводов, резервуаров и технологического оборудования на вверенном ему участке.

15.19. Руководители, начальники цехов и служб, дежурные диспетчеры имеют право отстранять от дежурства работников, не выполняющих своих обязанностей.

15.20. При нарушении режима работы нефтепроводов или при повреждениях технологического оборудования оперативный персонал обязан немедленно принять меры: к восстановлению нормального режима или перейти на переходный режим с последующим восстановлением нормального режима, к ликвидации аварийного состояния и предотвращению развития аварии.

При этом оперативный персонал должен немедленно сообщить о происшедшем вышестоящему оперативному лицу и руководителю объекта.

15.21. Распределение обязанностей между оперативным персоналом при пуске и остановке оборудования, аварийной ситуации и во время ликвидации аварий должно быть регламентировано планами по ликвидации аварий.

15.22. Прием и сдача смены во время ликвидации аварии до устранения непосредственной угрозы для жизни людей и распространения аварии без разрешения руководителя запрещается.

15.23. Функции, права, обязанности и ответственность оперативного персонала ЦДУ, ЦДП, РДП и МДП (ОП) в полном объеме определяются соответствующими каждому уровню управления должностными инструкциями.

РЕЖИМ ПЕРЕКАЧКИ

15.24. Технологический режим должен обеспечивать перекачку нефти с требуемой пропускной способностью, с наименьшими затратами, а также безопасную и безаварийную эксплуатацию нефтепровода.

15.25. Расчетное время работы магистральных нефтепроводов с учетом остановки на ремонт принимается равным 350 дням, или 8400 ч в год.

15.26. Технологический процесс перекачки может осуществляться по трем основным схемам:

перекачка «из насоса в насос»;

перекачка «с подключенными резервуарами»;

перекачка «через резервуары».

При этом более предпочтительной является перекачка «из насоса в насос».

Схема перекачки устанавливается в задании на проектирование или реконструкцию магистрального нефтепровода.

15.27. Для перекачки высоковязкой нефти с подогревом на каждый месяц должен быть разработан оптимальный температурный режим перекачки на основе лабораторных данных о фактических свойствах перекачиваемой нефти.

Нормы температуры подогрева и допустимого остывания жидкости указываются в технологической карте перекачки каждой станции.

15.28. При перекачке вязкой нефти с разбавителем необходимая пропорция смеси должна определяться в каждом отдельном случае на основании лабораторных анализов нефти, разбавителя, а также их смеси. Качество смеси необходимо проверять не реже чем через два часа по пробам жидкости, взятым из насосов.

15.29. Технологическим режимом перекачки по магистральному нефтепроводу должны быть заданы значения следующих основных параметров:

максимально допустимое рабочее давление на выкиде насосов (в коллекторе, до регулирующего устройства);

максимально допустимое рабочее давление на выходе НПС (после регулирующего устройства);

минимально допустимое рабочее давление на приеме насосов;

наибольшая и наименьшая температура нефти, закачиваемой в трубопровод;

концентрация разбавителя при перекачке высоковязких нефтей;

предельно допустимое время остановки нефтепровода по сезонам при закачке смеси высокопарафинистой нефти с маловязкой, а также при закачке подогретой нефти.

Технологический режим перекачки должен быть разработан с учетом технологических карт эксплуатации резервуаров и установок.

15.30. Работа нефтепровода должна соответствовать установленному технологическому режиму и обеспечивать равномерность перекачки. При каждом непредусмотренном изменении режима перекачки должны приниматься меры к немедленному устранению причин, вызывающих это изменение. При необходимости должен быть применен другой переходный режим работы нефтепровода, оптимальный для сложившейся обстановки.

15.31. В целях повышения долговечности нефтепроводов и уменьшения усталостных повреждений необходимо всемерно стремиться к сохранению постоянства рабочего давления, избегая значительных колебаний,

особенно остановок перекачки и полного сброса давления.

15.32. В целях сохранения изоляции и предупреждения возникновения чрезмерных температурных напряжений не допускается закачка в трубопровод нефти, температура которой превышает установленные проектом пределы.

15.33. При переключении резервуаров, насосов или трубопровода во время перекачки действующие задвижки следует закрывать только после открытия задвижек в новом направлении перекачки.

ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНАЯ ПЕРЕКАЧКА

15.34. Перекачка нескольких сортов нефти по одному магистральному нефтепроводу осуществляется последовательно, с соблюдением требований по сохранению их качества.

15.35. При организации последовательной перекачки должен быть выполнен комплекс организационно-технических мероприятий, обеспечивающих ее проведение, и составлена инструкция.

15.36. Основные параметры последовательной перекачки — последовательность подачи различных нефтей в трубопровод, способ контактирования, величина партий нефтей, границы разделения партий нефтей на конечном пункте, способ реализации смеси — устанавливаются технологическим расчетом и отражаются в инструкции.

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

При транспортировке обводненных и подготовленных нефтей по одному трубопроводу, а также при ламинарном режиме движения нефтей последовательную перекачку целесообразно вести с разделителями.

15.38. При вынужденных остановках перекачки смесь, по возможности, следует располагать на участках с горизонтальным профилем трубопровода или на участках, где легкий сорт нефти находился бы по профилю трубопровода выше тяжелого.

15.39. При организации последовательной перекачки должны быть предусмотрены:

контроль за прохождением смеси в трубопроводе;

контроль качества нефти.

15.40. На всех перекачивающих станциях и конечном пункте должны быть контрольные пункты для наблюдения за последовательной перекачкой.

Контроль за прохождением смеси по трубопроводу может осуществляться теми приборами контроля, которые обеспечивают определение концентрации одной нефти в другой с абсолютной погрешностью не более 10%.

15.41. Устройства для приема и пуска разделителей на промежуточных станциях должны обеспечивать автоматический прием разделителей из трубопровода и автоматический пуск разделителей.

15.42. При проведении последовательной перекачки с разделителями на трубопроводе не должно быть сужений и крутых поворотов, препятствующих прохождению разделителей. Условный диаметр всех установленных на трубопроводе задвижек должен соответствовать диаметру нефтепровода.

15.43. В диспетчерском пункте нефтепровода ведется журнал, в котором фиксируются не реже чем через каждые 2 ч места нахождения смеси или разделителя и другие данные, необходимые для контроля последовательной перекачки.

15.44. При сдаче смеси нефтей потребителям содержание одного сорта нефти в другом должно отвечать установленным требованиям по качеству.

Во избежание излишнего смесеобразования при последовательной перекачки резервные нитки и лупинги должны быть отключены.

УСЛОВИЯ ПРИЕМА И ПОСТАВКИ НЕФТИ

15.45. Технические условия на поставку нефти и взаимоотношения между нефтеперерабатывающими предприятиями, нефтепроводными управлениями и нефтедобывающими предприятиями регламентируются «Особыми условиями поставки нефти».

Конкретные условия приема и поставок нефти, порядок замера количества и качества нефти, а также

порядок расчетов устанавливаются в договорах, заключаемых сторонами на определенный срок.

15.46. Прием нефти производится партиями. Партией нефти считают любое количество однородной по показателям качества нефти, сопровождаемое одним документом о качестве.

15.47. Прием и поставка нефти осуществляются путем перекачки по нефтепроводам, отгрузки железнодорожным, водным (морским, речным) транспортом или сдачи нефти в резервуарах поставщика или покупателя. Способ приема и поставки нефти предусматривается в договоре.

15.48. Прием и поставка нефти производятся в единицах массы (тоннах) нетто, т. е. за вычетом балласта — воды, механических примесей и солей.

15.49. Требования к качеству нефти при приеме и поставке регламентируются ГОСТ «Нефть. Степень подготовки для нефтеперерабатывающих предприятий. Технические условия» и ГОСТ «Нефть» и нефтепродукты. Упаковка, маркировка, транспортирование и хранение».

15.50. Не допускается прием для хранения и траспорта сортов нефтей, вызывающих внутреннюю коррозию, разрушение изоляционного покрытия, чрезмерные температурные напряжения оборудования и сооружений нефтепровода.

УЧЕТ КОЛИЧЕСТВА НЕФТИ

15.51. Учет количества нефти ведется для товарного расчета, а также для оперативного управления работой нефтепровода.

15.52. Учет количества нефти осуществляется в соответствии с «Особыми условиями поставки нефти» и «Инструкцией по учету нефти и нефтепродуктов на магистральных нефтепроводах».

15.53. Количество принятой, перекачанной и сданной нефти определяется, как правило, по расходомерам-счетчикам в соответствии с «Инструкцией по приему, и сдаче нефти с использованием турбинных счетчиков».

15.54. Оперативный учет нефти должен проводиться постоянно или периодически с интервалом не реже 2 ч.

15.55. На все резервуары, магистральные трубопроводы и технологические коммуникации на территории нефтеперекачивающих станций должны быть составлены калибровочные таблицы.

15.56. Количество нефти определяется в единицах массы автоматически или расчетным путем по калибровочным таблицам, с учетом плотности нефти при температуре замера ее объема.

15.57. Фактическое наличие нефти на перекачивающих станциях учитывается постоянно. Инвентаризацию наличия нефти следует проводить не реже одного раза в месяц. При этом учету подлежат все остатки нефти, находящиеся в резервуарах, в магистральных и технологических трубопроводах, нефтеловушках и т. п.

15.58. Нормативные потери нефти, определенные в соответствии с действующими нормами естественной убыли, должны ежемесячно списываться за счет издержек обращения. Сверхнормативные потери нефти списываются в соответствии с «Инструкцией по расследованию и учету отказов объектов магистральных нефтепроводов и нефтебаз Главтранснефти Миннефтепрома».

15.59. При учете нефти должны оформляться по установленной форме документы:

о приеме нефти на головных, промежуточных и конечных пунктах;

о недостачах нефти за отчетный период;

о наличии нефти в нефтепроводах, резервуарах и в коммуникациях нефтеперекачивающих станций.

15.60. Все приборы учета нефти должны быть проверены организацией Государственного комитета стандартов Совета Министров СССР.

КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА НЕФТИ

15.61. К транспортированию по магистральным нефтепроводам принимается нефть, подготовленная нефтедобывающими предприятиями. Степень подготовки нефти должна соответствовать ГОСТ 9965—76 и специальным техническим условиям.

15.62. Качество нефти при приеме, перекачке и сдаче определяется путем анализа проб, отобранных в соответствии с ГОСТ «Нефтепродукты. Методы отбора проб».

При приеме и сдаче нефти применяется единый метод отбора проб.

Допускается применение автоматических анализаторов качества нефти на потоке. Место отбора проб из нефтепровода или установки датчиков автоматических анализаторов качества нефти определяется соглашением заинтересованных сторон.

Анализ отобранных проб проводится методами, указанными в ГОСТ «Нефть. Степень подготовки для нефтеперерабатывающих предприятий. Технические условия».

15.63. При приеме и сдаче нефти в резервуарах ее качество определяется по пробам, отобранным после отстоя жидкости в резервуаре не менее 2 ч и удаления подтоварной воды.

Если в течение 6 ч после отбора проб резервуар не подключен к откачке, то перед подключением проба отбирается повторно и анализируется.

15.64. Лаборатории для анализа проб нефти должны быть укомплектованы необходимым лабораторным оборудованием, посудой и измерительными приборами, проверенными в организации Государственного комитета стандартов при Совете Министров СССР.

Помещение лаборатории должно соответствовать санитарным нормам и требованиям техники безопасности.

15.65. С целью сохранения качества нефти при транспорте необходимо:

полностью удалять воду из нефтепроводов после гидравлических испытаний;

не допускать закачку в магистральный нефтепровод подтоварной воды из резервуаров и воды после нефтеловушек и промышленных стоков;

принимать меры по предотвращению накопления отложений в резервуарах и магистральных нефтепроводах.

15.66. Осуществление работ по контролю за качеством нефти, принимаемой от поставщиков, перекачиваемой по нефтепроводам и поставляемой потребителю, возлагается на специальную службу.

15.67. Проведение анализов проб нефти возлагается на работников лабораторий приемно-сдаточных пунктов и нефтеперекачивающих станций.

16. АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ (АСУ) ТРАНСПОРТОМ НЕФТИ

ЗАДАЧИ И ФУНКЦИИ АСУ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ И ПРОИЗВОДСТВОМ

16.1. Автоматизированная система управления транспортом нефти (АСУтранснефть) является многоуровневой интегральной системой, состоящей из автоматизированной системы управления производством (АСУ П) и автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) на уровне технологических комплексов.

16.2. В состав АСУтранснефть входят:

отраслевая автоматизированная система управления подотраслью транспортирования и поставок нефти (АСУ ГТН);

автоматизированные системы управления предприятиями на уровне УМН (ПОМН) — АСУ УМН (АСУ ПОМН);

автоматизированная система управления технологическими процессами на уровне технологических комплексов (АСУ ТП).

16.3. АСУтранснефть осуществляет управление приемом, перекачкой и поставками нефти с помощью подразделений:

на уровне ГТН — ЦДУ и главного информационно-вычислительного центра (ГИВЦ) Министерства нефтяной промышленности и абонентских пунктов (АП) для связи с функциональными подразделениями;

на уровне УМН (ПОМН) — ЦДП, информационно-вычислительного центра (ИВЦ) и АП для связи с функциональными подразделениями;

на уровне технологических комплексов — РДП и информационно-управляющего пункта (ИУП);

на уровне отдельных технологических объектов и функциональных подразделений — МДП (ОП) и АП.

16.4. ГИВЦ осуществляет решение задач уровня Министерства нефтяной промышленности, в том числе задач АСУ ГТН, представление информации ЦДУ, а также обмен информацией с ИВЦ УМН (ПОМН) и АСУ смежных организаций.

16.5. ИВЦ осуществляет решение задач АСУ УМН (ПОМН), представление информации ЦДП, а также обмен информацией с ИУП, с ГИВЦ и АСУ смежных организаций.

16.6. ИУП осуществляет автоматизированный сбор исходной технологической информации с технологических объектов управления (ТОУ) по системе телемеханики, ЦДП, МДП и АП, обработку ее и представление РДП и функциональным подразделениям УМН, реализацию управления технологическими процессами, а также обмен информацией с ИВЦ и АСУ поставщиков и потребителей нефти.

16.7. АП осуществляет обмен информацией организационно-технологического характера с ИУП.

16.8. Оперативный персонал АСУтранснефть включает:

персонал ЦДУ, ЦДП, РДП и МДП (ОП), осуществляющий контроль и управление ТОУ;

административно-управленческий персонал, пользующийся средствами АСУ для решения определенных задач;

эксплуатационный персонал, принимающий участие в сборе, подготовке, передаче и обработке информации и обеспечивающий функционирование системы в целом (операторы вычислительных и управляющих машин, операторы АП, программисты, телетайписты и др.).

16.9. Действия оперативного персонала АСУтранснефть определяются должностными инструкциями.

16.10. Задачи и функции АСУтранснефть в целом определяются основными функциями и задачами, реализуемыми комплексом технических средств (КТС) на различных уровнях управления.

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА АСУ ТП И П

16.11. Комплекс технических средств автоматизированных систем управления технологическими процессами на магистральных нефтепроводах (КТС АСУ ТП) представляет собой совокупность устройств автоматики, телемеханики, средств связи, управляющих и электронно-вычислительных машин, имеющих аппаратную совместимость.

16.12. В КТС АСУ ТП входят контрольно-измерительные приборы, средства локальной автоматики, регулирования и управления, системы телемеханики, управляющие электронно-вычислительные машины и средства передачи информации.

16.13. Приемка КТС АСУ ТП в эксплуатацию осуществляется в соответствии с требованиями, изложенными в п.п. 1.92, 1.93, 1.95, 1.96, 1.97 настоящих Правил, а также в стандартах и действующих нормативных документах.

16.14. Для технического обслуживания средств АСУ ТП на всех уровнях создаются подразделения АСУ ТП, организационная структура и состав которых должны соответствовать требованиям «Основных положений по разработке и внедрению централизованной системы управления, технического обслуживания и ремонта магистральных нефтепроводов».

16.15. В своей деятельности работники отделов и служб АСУ ТП должны руководствоваться настоящими Правилами, а также следующими документами:

ГОСТ «Государственная система обеспечения единства измерений. Организация и порядок проведения поверки, ревизии и экспертизы средств измерения»;

СНиП «Система автоматизации. Правила производства и приемки работ»;

«Типовые положения о ведомственных метрологических службах»;

«Положение о метрологической службе»;

«Правила технической эксплуатации и ремонта средств автоматизации, телемеханики и КИП на магистральных нефтепроводах»;

«Основные положения по разработке и внедрению АСУтранснефть»;

«Правила устройства электроустановок»;

«Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок»;

заводские инструкции по монтажу и эксплуатации приборов и средств автоматизации.

16.16. Подразделения АСУ ТП обеспечивают:

эксплуатацию и техническое обслуживание контрольно-измерительных приборов (КИП) и средств автоматики, телемеханики и вычислительной техники;

ремонт и поверку указанной техники;

организацию ремонта: хозяйственным способом — силами УМН (ПОМН); подрядным способом — силами специализированных организаций по ремонту образцовых мер, измерительных и рабочих контрольно-измерительных приборов, на ремонт которых своими силами не имеется регистрационного удостоверения. Взрывозащищенное оборудование должно ремонтироваться только в специализированных организациях в соответствии с технической документацией заводов-изготовителей, действующими правилами изготовления взрывозащищенного электрооборудования (ПИВРЭ) и руководящими материалами по ремонту взрывозащищенного оборудования;

представление на государственную поверку образцовых и рабочих средств измерения, предназначенных для ведения взаимных расчетов, с обеспечением безопасности и безвредности труда, в соответствии с перечнем, утвержденным Госстандартом;

учет и паспортизацию мер и измерительных приборов;

обучение работников магистральных нефтепроводов методам эксплуатации приборов и систем;

технический надзор за эксплуатацией, выбором и применением мер и измерительных приборов, находящихся в ведении служб УМН (ПОМН);

контроль соответствия применяемых средств и методов измерений требованиям точности, установленным стандартом, техническими условиями и инструкциями;

контроль правильности установки (монтажа) контрольно-измерительных приборов, средств автоматики и телемеханики;

расследование причин отказов и повреждений и разработку мероприятий по повышению надежности КИП, автоматики, телемеханики и вычислительной техники;

внедрение новых образцов измерительной техники и средств автоматики и и телемеханики.

16.17. Ведомственный надзор за мерами и измерительными приборами в УМН (ПОМН) осуществляется лабораториями, зарегистрированными в местных органах Государственного комитета стандартов Совета Министров СССР как имеющими право на ремонт и поверку рабочих средств измерения.

16.18. При каждом управлении назначается ответст-

венное лицо (метролог) по надзору за измерительной техникой, установленной на объектах нефтепровода. Метролог руководствуется правилами и инструкциями Госстандарта, «Положением о метрологической службе» Министерства нефтяной промышленности.

16.19. Все контрольные и образцовые контрольно-измерительные приборы должны быть на отдельном учете и подвергаться государственной поверке в установленные сроки.

16.20. На действующих объектах должны проводиться испытания средств КИП, автоматики и телемеханики, как правило, без помех для основного технологического процесса.

16.21. Пределы измерения средств автоматики, телемеханики и КИП должны соответствовать диапазону измерения контролируемых технических и технологических параметров. Точность измерения технических и технологических параметров должна быть не ниже той, которая установлена соответствующими нормативными документами.

16.22. Эксплуатация систем автоматики, телемеханики и КИП должна включать в себя оперативное и техническое обслуживание систем и приборов и ведение технической документации.

Оперативное обслуживание заключается в использовании систем автоматики, телемеханики и КИП для управления основным и вспомогательным оборудованием и контроля технологических параметров обслуживаемых объектов.

Техническое обслуживание систем автоматики, телемеханики и КИП включает периодический контроль исправности всех устройств и устранение выявленных неисправностей, регулярные осмотры, проверки и испытания устройств.

Все виды планово-предупредительных ремонтов систем автоматики, телемеханики и КИП производятся по графикам.

16.23. При эксплуатации аппаратуры автоматики и КИП во взрывонепроницаемом исполнении должны выполняться:

регулярный внешний осмотр аппаратуры;

проверка целостности взрывонепроницаемых оболочек; наличие крепежных деталей, пломб, табличек с

предупредительными надписями, заземляющих устройств, заглушек на неиспользуемых вводных устройствах, уплотнения кабельных вводов, покрытия консистентными смазками мест соединения взрывонепроницаемых оболочек.

Запрещается эксплуатация аппаратуры с повреждениями взрывонепроницаемых соединений, трещинами, проколами, вмятинами и другими повреждениями оболочек, аппаратуры с ослабленными элементами уплотнений кабельных вводов и проводов.

Запрещается вскрытие взрывонепроницаемого отделения аппарата без полного отключения напряжения питания. Части аппаратов с нагревающими в процессе работы элементами можно открывать только после понижения температуры в них до уровня, безопасного в отношении воспламенения смеси.

16.24. Ремонт взрывозащищенной аппаратуры производится в специализированных ремонтных мастерских (предприятиях). По окончании ремонта производят измерения параметров взрывозащиты и испытания на взрывозащищенность и взрывонепроницаемость на специальной установке.

Запрещается на ремонтируемом изделии изменять параметры взрывозащиты, заменять крепежный или прокладочный материал на другой, не соответствующий инструкциям завода-изготовителя.

16.25. При эксплуатации аппаратуры автоматики и КИП в искробезопасном исполнении должны выполняться специальные требования:

во взрывоопасных помещениях разрешается устанавливать датчики без знака исполнения, если они не имеют собственного источника тока, а также не обладают индуктивностью или емкостью и подключены к искробезопасной цепи;

запрещается применять кабели, не соответствующие инструкции по монтажу КИП и автоматики;

запрещается использовать один и тот же кабель для проводки искробезопасных и искроопасных цепей;

группы искробезопасных проводов должны быть проложены отдельно от остальных цепей, заэкранированы и иметь отличительную окраску в соответствии с «Правилами устройства электроустановок»;

при расположении системы во взрывоопасном помещении измерение тока и напряжения, проверку правильности настройки аппаратуры разрешается производить искробезопасными приборами.

16.26. При эксплуатации аппаратуры автоматики и КИП в специальном и маслонаполненном исполнении выполняют следующие специальные требования:

ежемесячно производят осмотр состояния защитных оболочек аппаратуры, проверяют их нагрев, состояние заливки, проверяют, нет ли трещин и следов отслоения заливочной массы от стенок оболочек, состояние уплотнений и сопротивление изоляции;

не реже одного раза в год отбирают пробу масла для проверки диэлектрических свойств; масло должно заменяться не реже одного раза в три года; при взятии проб и заливке масла аппаратура должна обесточиваться;

при ремонте КИП и автоматики в маслонаполненном исполнении масло из соответствующих резервуаров заменяют свежим, независимо от срока заливки;

в случае применения кварцевого песка в приборах КИП и автоматики в специальном исполнении песок перед засыпкой подвергают гидрофобизации;

испытания КИП и автоматики в специальном исполнении после ремонта проводят по соответствующим методикам.

16.27. Для обеспечения единства мер и измерений в подразделениях Главтранснефти все средства измерений подвергаются государственной и ведомственной поверке.

К эксплуатации на магистральных нефтепроводах допускаются средства измерений, признанные годными к применению по результатам метрологического надзора, поверка которых проведена в соответствии с требованиями государственных стандартов на методы и средства поверки. Все виды поверки производятся в соответствии с «Правилами технической эксплуатации и ремонта средств автоматизации, телемеханики и контрольно-измерительных приборов на магистральных нефтепроводах».

Ответственность за надлежащее состояние средств измерений и организацию метрологического надзора несут лица, назначенные приказом по УМН (ПОМН).

Метрологический надзор за состоянием измерительной техники во всех подразделениях УМН (ПОМН)

должен осуществляться ведомственной метрологической службой Миннефтепрома и УМН (ПОМН).

Структура метрологической службы УМН (ПОМН), права и обязанности лиц, ответственных за метрологический надзор, определены «Правилами технической эксплуатации и ремонта средств автоматики, телемеханики и контрольно-измерительных приборов на магистральных нефтепроводах».

16.28. Ведение технической документации должно производиться по единым образцам, предусмотренным «Правилами технической эксплуатации и ремонта средств автоматики, телемеханики и контрольно-измерительных приборов на магистральных нефтепроводах».

16.29. Проверка работы приборов, средств автоматики и телемеханики должна проводиться согласно графикам допуска ответственного за объект лица с соблюдением всех мер, обеспечивающих бесперебойную работу технологического оборудования, с записью в журнале сменного инженера.

16.30. Комплексные плановые проверки систем автоматики, телемеханики и КИП должны проводиться один раз в два-три года одновременно с ремонтом соответствующего технологического оборудования. В случае отказа систем проводятся внеочередные проверки для выяснения и устранения причин неисправности.

16.31. Документами, на основе которых организуется и ведется вся практическая работа по поверке и ремонту приборов, являются план-график и «Журнал ведомственных и государственных поверок контрольно-измерительных приборов». План-график составляется согласно нормативам о государственном и ведомственном надзоре за мерами и измерительными приборами.

16.32. На все виды оборудования выдаются паспорта (формуляры). Паспорт (формуляр) является постоянно действующим документом, служащим для учета и наблюдения за состоянием мер и измерительных приборов, а также для записи результатов ведомственных поверок. При поверках прибора в паспорте (формуляре) делается отметка со ссылкой на номер протокола в журнале поверок. Результаты всех поверок заносятся в журнал.

16.33. Для обслуживания систем телемеханики и управляющей вычислительной техники и обеспечения их бесперебойной работы в УМН (ПОМН) организуются

центральные производственные лаборатории автоматики и телемеханики (ЦПЛАТ).

Для обслуживания аппаратуры систем телемеханики и вычислительной техники, входящей в состав автоматизированного районного диспетчерского пункта, организуются группы по обслуживанию комплекса технических средств РДП.

Структура и штаты группы определяются проектом и инструкциями по эксплуатации оборудования.

Средства телемеханики ЛПДС (НПС) обслуживаются, как правило, выездными бригадами, входящими в состав ЦБПО УМН (ПОМН).

Обслуживающий персонал обязан:

ежедневно контролировать состояние и работу устройств телемеханики и управляющей вычислительной техники, просматривать записи дежурных диспетчеров в журнале повреждений устройств телемеханики;

немедленно принимать меры для выявления причин неисправностей и устранять повреждения;

проводить в соответствии с графиком эксплуатационные проверки устройств на объектах;

делать запись в эксплуатационном журнале обо всех работах, выполняемых на устройствах телемеханики, о замеченных неполадках в аппаратуре, а также записывать результаты испытаний и проверок;

составлять ежемесячную сводку о работе устройств и подробный отчет по их работе за год, производить анализ работы устройств и разрабатывать соответствующие мероприятия.

17. ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

17.1. При эксплуатации сооружения и оборудование магистральных нефтепроводов должны находиться постоянно в исправном состоянии.

17.2. Комплекс организационно-технических мероприятий, требований и правил по надежности, которые должны учитываться при проектировании и выполнять-

ся при строительстве и эксплуатации, определяется программой обеспечения надежности данного объекта, составляемой службой надежности согласно методике Госстандарта «Общие требования к программе обеспечения надежности промышленных изделий».

17.3. Надежность — свойство объекта 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 (ГОСТ «Надежность в технике. Термины и определения»).

Применительно к нефтепроводному транспорту под объектом понимают сооружения и оборудование магистрального нефтепровода (а также их части), нефтепровод в целом, системы нефтепроводов.

17.4. Надежность регламентируется показателями, количественно характеризующими одно или несколько свойств, составляющих надежность объекта.

В зависимости от назначения объекта и условий его эксплуатации надежность включает безотказность, долговечность и ремонтопригодность в отдельности или сочетание этих свойств.

Согласно указанному стандарту, безотказность— свойство объекта непрерывно сохранять работоспособность в течение некоторого времени или некоторой наработки; долговечность — свойство объекта сохранять работоспособность до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонтов; ремонтопригодность — свойство объекта, заключающееся в приспособленности к предупреждению и обнаружению причин возникновения его отказов, повреждений и устранению их последствий путем проведения ремонтов и технического обслуживания.

17.5. Требования к надежности основных объектов магистральных нефтепроводов задаются заказчиком — Главным управлением по транспортированию и поставкам нефти Миннефтепрома. Основные показатели надежности устанавливаются в задании на проектирование.

17.6. В соответствии с отраслевым стандартом Миннефтепрома «Разработка и постановка на производство изделий в системе Министерства нефтяной промышлен-

ности. Основные положения» показатели надежности являются неотъемлемой частью технического задания на вновь разрабатываемое оборудование, используемое в проекте нефтепровода.

17.7. Ответственность за полноту и обеспечение заданных показателей надежности объектов несут их изготовители (поставщики) и строители, а также разработчики проектов данных объектов.

17.8. Установленный на этапе проектирования требуемый уровень надежности обеспечивается в процессе изготовления (строительства), поддерживается в эксплуатации и восстанавливается при ремонте.

Планомерное повышение надежности эксплуатируемых объектов осуществляется путем их модернизации и реконструкции, а также систематического сокращения расчетных затрат времени, материальных и трудовых ресурсов на техническое обслуживание и ремонт.

17.9. Организация и методическое руководство работ по обеспечению надежности магистральных нефтепроводов в организациях и на предприятиях Главтранснефти осуществляется службой надежности.

Службы надежности создаются в порядке, предусмотренном «Основными положениями о службе надежности Главтранснефти Миннефтепрома».

Подразделения службы надежности функционируют на основе соответствующих положений, утверждаемых в установленном порядке.

17.10. На стадии эксплуатации основная задача в обеспечении надежности — поддержание установленных при проектировании и выдержанных при строительстве показателей надежности сооружений и оборудования.

17.11. В соответствии с указанной основной задачей подразделения надежности организуют регистрацию и осуществляют анализ причин отказов и повреждений, подготовку рекламаций, планов и графиков технического обслуживания и ремонта; разрабатывают и совершенствуют методы технического обслуживания и ремонта; определяют фактические показатели надежности эксплуатируемых объектов, разрабатывают мероприятия по повышению их надежности и контролируют выполнение этих мероприятий.

17.12. Подразделения надежности руководствуются в своей деятельности государственными стандартами, ме-

тодическими указаниями Госстандарта СССР, отраслевыми руководящими документами и другими материалами по вопросам надежности, утверждаемыми в установленном порядке.

Базой информационного обеспечения подразделений службы надежности является «Сборник единых норм первичных документов — носителей информации о надежности основных объектов магистрального нефтепровода».

Расследование и учет отказов и повреждений, связанных с нарушением герметичности трубопровода и потерями нефти, производятся согласно «Инструкции по расследованию и учету отказов объектов магистральных нефтепроводов и нефтебаз Главтранснефти Миннефтепрома».

17.13. УМН (ПОМН) должны ежегодно разрабатывать планы организационно-технических мероприятий, направленные на повышение надежности и безопасности работы магистральных нефтепроводов.

18. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

18.1. С целью охраны окружающей среды при проектировании, строительстве и эксплуатации магистрального нефтепровода должны предусматриваться:

соблюдение действующих стандартов, норм и правил в области охраны окружающей среды;

рациональное использование природных ресурсов;

систематический контроль степени загрязнения водных акваторий, атмосферы и почвы продуктами предприятий Главтранснефти Миннефтепрома;

своевременная ликвидация последствий загрязнения окружающей среды;

разработка и планомерное осуществление на всех уровнях управления производством мероприятий по охране окружающей среды и сокращению потерь нефти.

18.2. Не допускается принимать в эксплуатацию нефтепровод до окончания строительства всех предусмотренных проектом объектов, обеспечивающих охрану окружающей среды.

18.3. В местах предполагаемого загрязнения окружающей среды нефтью организуется контроль воды, воздуха и почвы с целью определения степени загрязнения и своевременного принятия мер по устранению причин и последствий загрязнения.

18.4. Для предотвращения загрязнения атмосферы применяется комплекс средств сокращения потерь нефти: понтоны различной конструкции, непримерзающие дыхательные клапаны и др.

18.5. Очистные сооружения должны обеспечить выполнение требований «Правил охраны поверхностных вод от загрязнения сточными водами».

18.6. Загрязнение водных акваторий нефтью устраняется локализацией и сбором или адсорбированием разлитой нефти. Выжигание разлитой на поверхности воды нефти допускается как исключение при невозможности сбора нефти другими способами.

18.7. Загрязнение почвы нефтью ликвидируется путем сбора разлитой нефти, выжигания остатков, удаления продуктов сгорания с последующей рекультивацией.

18.8. Работы по ликвидации загрязнения водных объектов и почвы нефтью производятся в соответствии с заранее разработанными специальными мероприятиями.

18.9. Представленные нефтепроводному управлению во временное пользование сельскохозяйственные и лесные угодья должны быть возвращены в состоянии, пригодном для использования по назначению в соответствии с «Положением о порядке передачи, рекультивации земель землепользователям предприятиями, разрабатывающими месторождения полезных ископаемых и торфа, проводящими геологоразведочные, изыскательские работы, связанные с нарушением почвенного покрова».

19. ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

19.1. К технической документации относятся графические и текстовые документы, используемые в процессе проектирования, строительства и эксплуатации объектов магистрального нефтепровода.

19.2. В зависимости от содержания и назначения техническая документация подразделяется на:

проектную и исполнительную документацию, которая включает документы, на основании которых осуществляются строительство, реконструкция и восстановление сооружений и изготовление оборудования объектов магистральных нефтепроводов.

Сюда относятся технико-экономическое обоснование, геологические и инженерные изыскания, технический проект и комплект рабочих чертежей с внесенными в них изменениями (если последние имели место в процессе строительно-монтажных работ). Документация разрабатывается по установленному перечню и в установленном объеме;

нормативную документацию, которая включает документы, имеющие самостоятельное назначение, утверждаемые в установленном порядке от имени официального лица или учреждения. Нормативный документ содержит обязательные к исполнению нормы, правила, требования и т. п. Сюда относятся стандарты всех категорий (ГОСТ, ОСТ, РСТ, СТП), строительные нормы и правила (СНиП, СН, ВСН), технические условия (ТУ), руководящие документы (РД);

оперативную документацию, которая включает текущие рабочие документы, регулирующие и регистрирующие процессы эксплуатации, технического обслуживания и ремонта магистральных нефтепроводов.

Сюда относятся должностные инструкции, инструкции по эксплуатации, технологические схемы, технологические карты, графики технического обслуживания и ремонта, вахтенные журналы, журналы учета, диспетчерские листы, формуляры, графики замеров, оперативные сводки и отчеты, акты наладочных работ, акты расследования отказов, журнал входящих и исходящих оперативных телефонограмм и др.

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

19.3. Состав и содержание технической документации для каждого самостоятельного объекта магистрального нефтепровода утверждаются в установленном порядке.

19.4. Проектная и исполнительная документация находится:

в УМН (ПОМН) — технико-экономические обоснования и технические проекты;

в РУМН (УМН) — рабочие чертежи линейной части с внесенными изменениями;

на ЛПДС (НДС) — рабочие чертежи НПС.

19.5. Исполнительные рабочие чертежи принимаются от генподрядчика по откорректированному перечню действующих чертежей, выдаваемому проектной организацией.

Техническая документация принимается от генподрядчика, дирекции строящихся предприятий, отдела капитального строительства в объеме, установленном действующими нормативными документами.

19.6. На эксплуатируемые объекты магистрального нефтепровода составляются паспорта (формуляры) по установленной форме.

Паспорта (формуляры) на участки линейной части составляет РУМН и по одному экземпляру представляет в ГТН и УМН (ПОМН). К паспорту, хранящемуся в РУМН, прилагаются: акт отвода земель во временное пользование, акт рекультивации и возврата земель, акт отвода земель в постоянное пользование, акт приемки в эксплуатацию.

Паспорт (формуляр) НПС составляется соответствующими службами НПС и рассылается по одному экземпляру в ГТН, УМН (ПОМН) и РУМН. К паспорту (формуляру), хранящемуся на НПС (ЛПДС), прилагаются акт отвода земель и акт ввода в эксплуатацию.

Паспорта (формуляры) на другие объекты магистрального нефтепровода (насосные, наливные пункты, пункты подогрева, причалы, пирсы и др.) составляются соответствующими эксплуатационными службами. Паспорта (формуляры) объектов находятся на НПС.

19.7. Технические документы, составляемые в период эксплуатации (технологические схемы, профили трасс и др.), должны быть выполнены с соблюдением требований стандартов ЕСКД.

19.8. Проектная и исполнительная документация хранится в техническом архиве УМН (ПОМН), РУМН и ЛПДС (НПС).

Нормативная документация хранится в технической библиотеке и производственных подразделениях (службах) по принадлежности.

Оперативная документация должна находиться на рабочих местах.

Контроль за состоянием, комплектностью и хранением проектной и исполнительной документации на всех уровнях управления возлагается на технические отделы УМН (ПОМН).

19.9. Нормативная документация пересматривается организациями-разработчиками в порядке и сроки, установленные соответствующими нормативными документами.

Оперативная документация пересматривается (корректируется) по мере необходимости.

19.10. Информация о действующих общесоюзных нормативных документах публикуется в периодических (ежегодных) изданиях Госстандарта и Госстроя СССР.

Информация об отраслевых нормативных документах публикуется ВНИИОЭНГом в Указателях РД (раз в три года) и в Дополнениях к указателю РД (раз в год).

От составителей:

Все замечания и пожелания по настоящим Правилам направлять по адресу 450055, Уфа 55, проспект Октября, 144/3 ВНИИСПТнефть.

ПЕРЕЧЕНЬ ДЕЙСТВУЮЩИХ НОРМАТИВНЫХ И РУКОВОДЯЩИХ ДОКУМЕНТОВ

Временные правила ремонта магистральных нефтепродуктопроводов. М., Недра, 1967.

Государственная система обеспечения единства измерений. Организация и порядок проведения поверки, ревизии и экспертизы средств измерений (ГОСТ 8.002—71). М., Изд-во стандартов, 1971.

Давления условные, пробные и рабочие для арматуры и соединительных частей трубопроводов (ГОСТ 356—68). М., Изд-во стандартов, 1969.

Единая система защиты от коррозии и старения. Подземные сооружения. Общие технические требования (ГОСТ 9.0015—74). М., Изд-во стандартов, 1974.

Задвижки на условное давление p_y=25 МПа (250 кгс/см^2). Общие технические условия (ГОСТ 5762—74). М., Изд-во стандартов, 1974.

Заземления стационарных установок проводной связи и стационарных радиотрансляционных узлов. Нормы сопротивлений (ГОСТ 464—68). М., Изд-во стандартов, 1968.

Знаки информационные внутренних водных путей. Типы, основные параметры, размеры и технические требования (ГОСТ 20339—74). М., Изд-во стандартов, 1975.

Инструкция по контролю за строительством, приемке и эксплуатации подводных переходов магистральных нефте- и продуктопроводов. М., изд. ВНИИОЭНГ, 1976.

Инструкция по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений (СН 305—77). М., Стройиздат, 1977.

Инструкция по составлению планов ликвидации аварий. М., Химия, 1971.

Искусственное освещение. Нормы проектирования (СНиП II-А.9—71). М., Стройиздат, 1972.

Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования (СНиП II-45—75). М., Стройиздат, 1975.

Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ. (СНиП III-Д. 10—72). М., Стройиздат, 1973.

Методика. Общие требования к программе обеспечения надежности промышленных изделий. М., Изд-во стандартов, 1976.

Надежность в технике. Термины и определения (ГОСТ 13377—75). М., Изд-во стандартов, 1975.

Нефтепродукты. Методы отбора проб (ГОСТ 2517—69). М., Изд-во стандартов, 1970.

Нефть и нефтепродукты. Упаковка, маркировка, транспортирование и хранение (ГОСТ 1510—76). М., Изд-во стандартов, 1977.

Нефть. Степень подготовки для нефтеперерабатывающих предприятий. Технические условия (ГОСТ 9965—76). М., Изд-во стандартов, 1976.

Нормы отвода земель для магистральных трубопроводов (СН-452—73) М., Стройиздат, 1973.

Нормы проектирования. Котельные установки (СНиП II-35—76). М., Стройиздат, 1977.

Нормы проектирования. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха (СНиП II-33—75). М., Стройиздат, 1976.

Нормы проектирования. Планировка и застройка городов, поселков и сельских населенных пунктов (СНиП II-60—75). М., Стройиздат, 1976.

Нормы проектирования. Производственные здания промышленных предприятий (СНиП II-М.2—72). М., Стройиздат, 1978.

О рекультивации земель, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы при разработке месторождений полезных ископаемых и торфа, проведение геологоразведочных, строительных и других работ. В кн. «Охрана окружающей среды». Л., Судостроение, 1978.

Основы земельного законодательства Союза ССР и союзных республик. В кн. «Охрана окружающей среды». Л., Судостроение, 1978.

Положение о добровольных пожарных дружинах на промышленных предприятиях и других объектах министерств и ведомств. М., Химия, 1975.

Положение о порядке передачи, рекультивации земель землепользователям предприятиями, разрабатывающими месторождения полезных ископаемых и торфа, проводящими геологоразведочные, изыскательские работы, связанные с нарушением почвенного покрова. В кн. «Охрана окружающей среды», Л., Судостроение, 1978.

Правила безопасности в газовом хозяйстве. М., Энергия, 1974.

Правила защиты от статического электричества в производствах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности. М.. Химия, 1976.

Правила классификации и постройки судов внутреннего плавания. Ч. IX. Электрооборудование. М., Транспорт, 1975.

Правила перевозок грузов (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.09.78 г.) М., Транспорт, 1978.

Правила плавания по внутренним судоходным путям РСФСР. М., Транспорт, 1975.

Правила пользования электрической и тепловой энергией. М., Энергия, 1977.

Правила производства и приемки работ. Металлические конструкции (СНиП III-18-75). М., Стройиздат, 1976.

Правила производства и приемки работ. Приемка в эксплуатацию законченных строительством предприятий, зданий и сооружений. Основные положения (СНиП III-3-76). М., Стройиздат, 1977.

Правила производства и приемки работ. Санитарно-техническое оборудование зданий и сооружений (СНиП III-28—75). М., Стройиздат, 1976.

Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. Днепропетровск, Проминь, 1977.

Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов. Л., Недра, 1973.

Правила технической эксплуатации нефтебаз. М., Недра, 1976.

Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. М., Энергия, 1968.

Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Днепропетровск, Проминь, 1977.

Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов (с изменениями и дополнениями последующих лет). М., Недра, 1975.

Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. М., *Металлургия, 1971.*

Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды. М., Недра, 1973.

Правила устройства электроустановок. М., Энергия, 1967.

Правила эксплуатации металлических резервуаров для нефти и нефтепродуктов и руководство по их ремонту. М., Недра, 1977.

Противопожарные нормы проектирования зданий и сооружений (СНиП II-А 5—70). М., Стройиздат, 1978.

Руководство по наблюдению за деформациями оснований и фундаментов зданий и сооружений. М., Стройиздат, 1975.

Руководство по паспортизации каналов отечественных систем уплотнения воздушных и кабельных линий связи. М., Связь, 1960.

Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий (СН 245—71). М., Стройиздат, 1972.

Система автоматизации. Правила производства и приемки работ (СНиП III-34—74). М., Стройиздат, 1976.

Склады нефти и нефтепродуктов. Нормы проектирования (СНиП II.3—70). М., Стройиздат, 1971.

Типовые положения о ведомственных метрологических службах (РДТП 54—57—75). М., Изд-во стандартов, 1975.

Типовое положение о подготовке и повышении квалификации рабочих непосредственно на производстве. «Справочное пособие по обучению рабочих кадров на производстве». М., Высшая школа, 1975.

Указания по строительству проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтяной и газовой промышленности (СН 433—71). М., Стройиздат, 1972.

Указания по тушению нефтей и нефтепродуктов в резервуарах. М., Химия, 1975.

Устав внутреннего водного транспорта СССР (с изменениями и дополнениями по состоянию на 1.01.75 г.) М., Транспорт, 1975.

СОДЕРЖАНИЕ

1. Общие положения 3
Область и порядок применения Правил 3
Организационная структура и основные задачи работников магистральных нефтепроводов 4
Прием на работу и техническая подготовка персонала . . 7
Порядок приемки в эксплуатацию сооружений, оборудования и зданий 12
Линейные сооружения 13
Площадочные сооружения 17
Охрана труда и техника безопасности 22
Пожарная безопасность и охрана объектов 24
Принципы организации технического обслуживания и ремонта магистральных нефтепроводов 33
2. Линейная часть нефтепровода 35
Трасса 35
Собственно трубопровод 41
Переходы трубопровода 43
Техническое обслуживание и ремонт линейной части . . . 46
3. Нефтеперекачивающие станции 53
Территория 53
Производственные здания и сооружения 56
Насосный цех 58
Насосные агрегаты 59
Система смазки 61
Система охлаждения 63
Топливная система 64
Блочно-комплектные нефтеперекачивающие станции . . . 65
Резервуарный парк 66
Сосуды для хранения сжатого воздуха 74
4. Базы приема и отгрузки нефти 75
5. Пункты подогрева и станции смешения нефти 78
6. Технологические трубопроводы 81
7. Водоснабжение 83
8. Теплоснабжение 85

9. Вентиляция производственных помещений 92
10. Канализация и очистные сооружения 97
11. Электроснабжение 100
12. Защита магистральных нефтепроводов от коррозии . . 105
13. Защита от статического электричества и молниезащита . 112
14. Производственно-технологическая связь 118
15. Прием, транспортирование и поставка нефти 126
Управление приемом, перекачкой и поставками нефти . . 126
Обязанности оперативного персонала 129
Режим перекачки 131
Последовательная перекачка 133
Условия приема и поставки нефти 134
Учет количества нефти 135
Контроль качества нефти 136
16. Автоматизированная система управления (АСУ) транспортом нефти 138
Задачи и функции АСУ технологическими процессами и производством 138
Технические средства АСУ ТП и П 139
17. Обеспечение надежности объектов магистральных нефтепроводов 146
18. Охрана окружающей среды 149
19. Техническая документация 150
Перечень действующих нормативных и руководящих документов 154

ПРАВИЛА ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

Редактор издательства *Г. В. Растова*
Переплет художника *Д. Станковича*
Художественный редактор *В. В. Шутько*
Технические редакторы *В. В. Володарская, А. Е. Матвеева*
Корректор *Ф. В. Зельдман*

Сдано в набор 06.06.79. Подписано в печать 03.08.79. Т-14538. Формат 84×108 1/32. Бумага № 2. Гарнитура литер. Печать высокая. Печ. л. 5,0 Усл.-печ. л. 8,40 Уч.-изд. л. 8,71 Тираж 24000 экз. Заказ № 949/8115—8 Цена 45 коп.

Издательство «Недра», 103633, Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19.
Московская типография № 32 Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли.
Москва, 103051, Цветной бульвар, 26.

gost.e-ecolog.ru