ПРАВИЛА ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОДУКТО-ПРОВОДОВ

gost.e-ecolog.ru

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ РСФСР
ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ НЕФТЕПРОДУКТАМИ

УТВЕРЖДЕНЫ
Госкомнефтепродуктом СССР
23 июля 1984 г.

ПРАВИЛА ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОДУКТО-ПРОВОДОВ

МОСКВА "НЕДРА" 1988

ББК 39.77
П68
УДК 622.692.4

Разработаны Государственным комитетом СССР по обеспечению нефтепродуктами (Госкомнефтепродукт СССР)

П68 **Правила** технической эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов /Гос. ком. РСФСР по обеспечению нефтепродуктами: Введ. 23.07.84. — Разраб. Госкомнефтепродукт СССР. — М.: Недра, 1988. — 87 с.

Приведены положения о контроле строительства магистральных нефтепродуктопроводов, порядке приемки в эксплуатацию оборудования, зданий и т.д.; эксплуатации трубопроводов, переходов, перекачивающих станций. Отмечены особенности сооружения трубопроводов в городах и других населенных пунктах. Изложены задачи и функции автоматизированной системы управления грубопроводным транспортом нефтепродуктов, даны положения о надежности объектов магистральных нефтепродуктопроводов.

С выходом в свет настоящих Правил действие Правил технической эксплуатации магистральных трубопроводов для перекачки нефти и нефтепродуктов, утвержденных Главнефтеснабом РСФСР 15 ноября 1961 г., прекращается.

Для инженерно-технических работников, мастеров, рабочих, обслуживающих нефтепродуктопроводы.

П $\frac{3608000000-112}{043(01)-88}$ 344–88 ББК 39.77

© Издательство "Недра", 1988

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Область и порядок применения Правил

1.1. Настоящие правила устанавливают:

состав магистрального нефтепродуктопровода, нормы и требования к технологии, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации сооружений и оборудования магистральных нефтепродуктопроводов;

единый порядок приема нефтепродуктов, транспортируемых по нефтепродуктопроводам от поставщиков, поставки их потребителям посредством перевалки на другие виды транспорта (железнодорожный, водный, автомобильный) и сброса через распределительные и кольцевые трубопроводы на попутные нефтебазы, автозаправочные станции и другие объекты народного хозяйства;

организацию работы персонала и меры безопасности при транспортировании нефтепродуктов по магистральным нефтепродуктопроводам.

1.2. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов распространяются на проектируемые, строящиеся, реконструируемые и действующие магистральные нефтепродуктопроводы и обязательны для всех предприятий и организаций системы нефтепродуктообеспечения, в ведении которых находятся магистральные нефтепродуктопроводы.

1.3. На основе настоящих Правил с учетом проектных решений, инструкций заводов-изготовителей, действующих норм и положений предприятиями и управлениями магистральных нефтепродуктопроводов (УМНПП) и другими территориальными управлениями, имеющими магистральные нефтепродуктопроводы, должны быть составлены производственные инструкции и технологические регламенты.

Перечень необходимой документации определяют УМНПП и другие территориальные управления, имеющие магистральные нефтепродуктопроводы, и утверждают главные инженеры соответствующих управлений. В перечнях указывается, кем разработаны, утверждены документы, и определяется срок их действия. Переутверждение перечня необходимой документации проводят не реже одного раза в три года.

1.4. Каждый работник несет персональную ответственность за соблюдение требований Правил технической эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов (ПТЭ МНПП) в пределах возложенных на него обязанностей.

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

Организационная структура и основные задачи работников нефтепродуктопроводного транспорта

1.6. К магистральным нефтепродуктопроводам относят трубопроводы, предназначенные для транспортирования нефтепродуктов с промежуточными насосными станциями или без них, питаемые от резервуаров, в которые нефтепродукты поступают с нефтеперерабатывающих заводов или доставляются другими видами транспорта.

К ответвлениям относят трубопроводы, имеющие собственные головные станции и питаемые от резервуаров промежуточных пунктов магистрального нефтепродуктопровода.

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

1.7. Магистральный нефтепродуктопровод (МНПП), как правило, состоит из линейной части с линейными сооружениями, включающими ответвления и отводы, головной перекачивающей станции (ГПС), промежуточных перекачивающих станций (ППС), линейно-производственных диспетчерских станций (ЛПДС), аварийно-восстановительных пунктов (АВП) и наливных станций.

Каждый магистральный нефтепродуктопровод имеет: устройства средств связи, автоматики, телемеханики, защиты от почвенной коррозии и блуждающих токов; защитные противопожарные сооружения; противоэрозионные и противооползневые сооружения; сооружения, обеспечивающие охрану окружающей среды.

1.8. Работой участков магистрального нефтепродуктопровода, группой насосных и наливных станций руководит ЛПДС или непосредственно ближайшие насосные или наливные станции.

1.9. Работой ЛПДС, насосными и наливными станциями на определенных участках магистральных нефтепродуктопроводов руководит районное управление магистральных нефтепродуктопроводов (РУМНПП).

1.10. РУМНПП – производственное подразделение, входящее в состав УМНПП или других территориальных управлений, имеющих магистральные нефтепродуктопроводы.

1.11. В состав УМНПП входит несколько РУМНПП. УМНПП и РУМНПП создают в соответствии с постановлением Совета Министров СССР от 2/IX 1982 г. и Инструкцией по применению положения о порядке создания, реорганизации и ликвидации предприятий, объединений, организаций и учреждений, утвержденной Минфином СССР, Минюстом СССР и Госпланом СССР 17/III 1983 г., № 37.

1.12. Начальника УМНПП, его заместителей, главного инженера, главного бухгалтера и юрисконсульта назначает головная организация нефтепродуктообеспечения РСФСР и других союзных республик.

1.13. Структурные подразделения и функциональные отделы УМНПП создают с учетом конкретных особенностей каждого управления.

1.14. УМНПП и другие управления, имеющие магистральные нефтепродуктопроводы, обеспечивают реализацию производственных планов, техническое обслуживание и ремонт сооружений и оборудования магистральных нефтепродуктопроводов в составе:

линейной части с линейными сооружениями нефтепродуктопроводов;

основных и вспомогательных насосов, технологических трубопроводов;

резервуарных парков, наливных устройств;

электротехнического оборудования (электродвигателей, электроподстанций, линий электропередач, внутренней электросети, системы заземляющей сети, защиты от статического электричества и молниезащиты);

средств защиты магистральных нефтепродуктопроводов от коррозии, внутриплощадочных средств электрохимзащиты, средств автоматики, телемеханики и вычислительной техники;

систем водо- и теплоснабжения, вентиляции, канализации и др.;

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

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

1.15. Эксплуатацию сооружений и оборудования магистральных нефтепродуктопроводов осуществляет персонал перекачивающих станций, ЛПДС и производственные службы (диспетчерская, ремонтно-механическая, энергоснабжения, водоснабжения и канализации, теплоснабжения и вентиляции, ремонтно-восстановитель-

ная, телемеханики, автоматики и КИП, электрохимической защиты трубопроводов от коррозии, эксплуатации насосного оборудования, метрологии), а также персонал лабораторий, автотракторных парков и другие службы, входящие в базы производственного обслуживания (БПО).

1.16. Организация эксплуатации сооружений и оборудования магистральных нефтепродуктопроводов должна строиться с учетом постепенного перехода на централизованную систему управления, технического обслуживания и ремонта магистральных нефтепродуктопроводов, а также внедрения АСУ ТП по транспорту и поставкам нефтепродуктов.

1.17. Эксплуатируют средства связи управления связи госкомнефтепродуктов союзных республик.

1.18. Каждое УМНПП и другие управления, имеющие магистральные нефтепродуктопроводы, разрабатывают и утверждают положения об отделах, службах и производственных подразделениях, определяют их функции с четким распределением обязанностей производственного персонала, границ обслуживания УМНПП и границ участков, закрепленных за РУМНПП, БПО, ЛПДС, перекачивающими и наливными станциями, ремонтно-восстановительным пунктом (РВП) и др.

1.19. Работники нефтепродуктопроводного транспорта должны ясно представлять себе технологические особенности предприятия (организации) и его значение для народного хозяйства, всемерно укреплять и строго соблюдать государственную, трудовую и технологическую дисциплину, знать и выполнять настоящие Правила, правила техники безопасности и пожарной безопасности, инструкции и другие нормативно-технические документы (НТД).

1.20. Основная обязанность работников нефтепродуктопроводного транспорта – выполнение планов приема, транспортировки и поставки нефтепродуктов при безусловном обеспечении безопасности эксплуатации, полном использовании имеющихся резервуаров и технических средств, сохранении качества нефтепродуктов, неуклонном повышении производительности труда и снижении себестоимости перекачки.

1.21. Каждый работник нефтепродуктопроводного транспорта, ответственный за техническую эксплуатацию объектов, должен строго выполнять требования должностных инструкций и правил, в рамках которых обязан обеспечивать:

надежную, экономичную и безупречную работу сооружений и оборудования;

соблюдение правил техники безопасности, промышленной санитарии и пожарной безопасности, ведение документации по данным вопросам, разработку инструкций и обеспечение ими работающих;

разработку и внедрение мероприятий по сокращению потерь нефтепродуктов, охране окружающей среды, экономии топлива, электроэнергии, 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 аварий;

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

систематическое наблюдение за работой нефтепродуктопроводов и принятие мер по поддержанию установленного режима перекачки; организацию учета нефтепродуктов, ведение установленной отчетности и своевременное ее представление вышестоящим организациям;

выполнение предписаний инспектирующих органов в установленные сроки;

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

соблюдение производственных инструкций, трудовой дисциплины и правил внутреннего распорядка;

освоение новой техники, внедрение автоматизации, телемеханизации, рационализаторских предложений, механизацию производственных процессов, овладение смежными профессиями, повышение квалификации и культуры производства;

улучшение технико-экономических показателей, снижение себестоимости транспорта нефтепродуктов.

Прием на работу и техническая подготовка персонала

1.22. Работников по обслуживанию сооружений магистральных нефтепродуктопроводов принимают на работу в соответствии с Основами законодательства Союза ССР и союзных республик о труде. Они должны иметь соответствующее профессионально-техническое образование или пройти профессионально-техническую подготовку на производстве. Обучение по специальности, проводимое на предприятиях и в организациях магистральных нефтепродуктопроводов, должно соответствовать Типовому положению о подготовке и повышении квалификации рабочих непосредственно на производстве.

1.23. Независимо от квалификации, стажа работы на предприятии и в организациях магистральных нефтепродуктопроводов рабочие и ИТР до назначения на самостоятельную работу, при переводе на другую работу (должность), перерыве в работе свыше 6 мес, а также периодически в процессе работы обязаны проходить производственное обучение на рабочих местах безопасным приемам и методам работы.

1.24. Руководители УМНПП и других территориальных управлений, имеющих магистральные нефтепродуктопроводы, РУМНПП, ЛПДС, перекачивающих и наливных станций, АВП и других служб 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 возлагаются на начальника и главного инженера предприятия или организации.

1.25. Руководство и ответственность за своевременное и качественное обучение рабочих и ИТР безопасным приемам и методам работы в подразделениях предприятия, имеющих обособленные, четко определенные функции (БПО, ЛПДС, насосная, участок, служба, мастерская, лаборатория, бригада), возлагаются на руководителей этих подразделений.

1.26. Обучение проводит опытный работник из числа технического персонала данного предприятия или вышестоящей организации под руководством административно-технического лица, ответственного за эксплуатацию данного сооружения, оборудования или механизма.

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

1.27. 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, соблюдение им нас-

тоящих Правил, техники безопасности и пожарной безопасности несут обучающий и сам обучаемый.

1.28. По окончании производственного обучения в объеме утвержденной программы, перед допуском к самостоятельной работе на магистральном нефтепродуктопроводе знания вновь поступившего или переведенного рабочего или ИТР должны быть проверены квалификационной комиссией, назначаемой приказом по предприятию или организации.

При проверке особое внимание должно быть уделено знанию:

правил технической эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов (обязательных для данной специальности);

устройств сооружений и оборудования, его основных показателей и оперативных схем, эффективных методов использования (обязательных для данной специальности и должности);

производственных и должностных инструкций (обязательных для данной должности);

правил техники безопасности и пожарной безопасности;

необходимых операций по обслуживанию сооружений и оборудования и приемов их выполнения.

1.29. Результаты проверки знаний оформляют протоколом, причем знания правил техники безопасности и пожарной безопасности оценивают отдельно. Каждому работнику, выдержавшему испытание, выдают удостоверение за подписью председателя комиссии, подтверждающее право допуска к самостоятельной работе.

1.30. Квалификационные комиссии один раз в год для рабочих и один раз в два года для ИТР проводят повторные испытания работников магистральных нефтепродуктопроводов по знаниям установленных правил, инструкций и обязанностей, а также проверяют эти знания на практической работе.

Рабочих и ИТР, допустивших грубые нарушения правил, инструкций и обязанностей, подвергают внеочередной проверке знаний.

1.31. Допуск к самостоятельной работе вновь поступивших на предприятие работников или при переводе на другую постоянную или временную работу разрешается только после прохождения инструктажа по технике безопасности, производственной санитарии и пожарной безопасности, стажировки на рабочем месте и проверки знаний специальной комиссией в соответствии с должностными обязанностями.

1.32. В должностных инструкциях для каждого работника 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; действия при авариях, пожарах и стихийных бедствиях.

1.33. Контроль за своевременной разработкой необходимых инструкций по технике безопасности и обеспечение ими работников производственных подразделений предприятия возлагается на инженеров по охране труда и технике безопасности УМНПП и РУМНПП или назначенных приказом по соответствующему подразделению ИТР.

1.34. Обучение и инструктаж каждого работника магистрального нефтепродуктопровода по технике безопасности, промышленной санитарии и пожарной безопасности перед допуском его к самостоятельной работе проводят в соответствии с Правилами техники безопасности и промышленной санитарии при эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов.

1.35. Рабочего, показавшего при очередной проверке неудовлетворительные знания, к самостоятельной работе не допускают и через две недели подвергают

повторной проверке. В случае неудовлетворительных знаний при повторной проверке его переводят на другую работу.

1.36. Инженерно-техническим работникам, показавшим неудовлетворительные знания при проверке, назначается повторная проверка знаний не позднее чем через месяц. При неудовлетворительных результатах повторной проверки ИТР освобождается от занимаемой должности в установленном порядке.

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

1.38. Каждое рабочее место должно быть обеспечено инструкциями, схемами и чертежами, соответствующими установленному оборудованию.

1.39. Инструкции пересматривают и переутверждают в сроки, указанные в п. 1.3 настоящих Правил, при изменениях в технологических процессах, внедрении новых видов оснастки, оборудования, механизмов, инструментов, введении в действие новых стандартов, норм и правил по охране труда, касающихся данной профессии или должности, и в случае выявления неполного отражения в инструкциях мер безопасности на рабочих местах.

1.40. Все работники, вновь поступающие на работу или переводимые на другую, должны проходить медицинское освидетельствование для определения соответствия их здоровья предъявляемым требованиям по занимаемой должности Периодическое медицинское освидетельствование проводят в сроки, согласованные администрацией с лечебными учреждениями и профсоюзной организацией в соответствии с приказом Минздрава СССР № 400 от 30/V 1969 г.

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

1.41. При рассмотрении проектной документации особое внимание уделяют вопросам экономичности строительства, повышению производительности труда, охране труда, совершенствованию технологии, техническому прогрессу и улучшению социально-бытовых условий работников нефтепродуктопроводного транспорта.

1.42. В процессе строительства отдельные элементы работ подвергают пооперационному контролю как со стороны строительных организаций, так и со стороны заказчика (эксплуатирующей организации). При контроле за строительством особое внимание должно уделяться качеству скрытых работ.

1.43. Законченные строительством объекты магистральных нефтепродуктопроводов вводят в эксплуатацию после приемки их в соответствии с требованиями СНиП, настоящими Правилами и другими нормативными документами, утвержденными Госстроем СССР и Госкомнефтепродуктом СССР.

1.44. Вводят магистральные нефтепродуктопроводы в эксплуатацию в комплексе со всеми зданиями и сооружениями, системами автоматики и телемеханики, связи, защитных средств, электрохимзащиты, объектами обслуживания нефтепродуктопроводов, устройствами приема и пуска очистных средств, контроля последовательной перекачки нефтепродуктов и устройствами предотвращающими загрязнение окружающей среды, жилой площадью, объектами культурно-бытового назначения и здравоохранения в объеме проекта.

Как исключение крупные объекты допускается принимать в эксплуатацию по пусковым комплексам, определенным проектной организацией до начала строительства и согласованным с заказчиком, эксплуатационными, контролирующими органами и инспекциями.

1.45. Приемку в эксплуатацию объектов магистральных нефтепродуктопроводов проводят согласно проекту с учетом изменений и дополнений, согласованных с заказчиком, проектной и эксплуатирующей организацией.

1.46. Принимают в эксплуатацию магистральные нефтепродуктопроводы государственные приемочные комиссии. До предъявления им объекта приемку проводит рабочая комиссия, назначенная заказчиком (застройщиком).

1.47. Эксплуатация магистрального нефтепродуктопровода, не принятого рабочей комиссией, не допускается.

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

1.49. Законченные строительством отдельно стоящие здания и сооружения, входящие в комплекс строительства нефтепродуктопровода (дома обходчиков и вахтенного персонала, сооружения электрохимической защиты, узлы, линии и необслуживаемые усилительные пункты связи, ЛЭП, подъездные пути), рабочие комиссии принимают в эксплуатацию вместе со смонтированным в них оборудованием по мере их готовности по актам о приемке. Акты о приемке объектов должны быть утверждены организацией, назначившей рабочую комиссию.

Линейные сооружения

1.50. Линейную часть нефтепродуктопровода принимают в эксплуатацию после предъявления исполнительной 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 нефтепродуктом.

1.51. Гидравлическое испытание нефтепродуктопровода проводят в соответствии с установленными нормативами и требованиями СНиП "Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ". При этом необходимо контролировать, чтобы все точки трубопровода с максимальной геодезической отметкой были подвергнуты испытанию на установленное давление.

1.52. До приемки нефтепродуктопроводов в эксплуатацию должны быть полностью завершены и приняты рабочей комиссией работы по электрохимзащите, электрификации задвижек, систем телемеханики, транспортным коммуникациям, линиям электропередач, линиям и средствам связи, защитным устройствам от аварийного разлива нефтепродуктов, а также приняты дома линейных ремонтеров, противоэрозионные и противооползневые сооружения.

1.53. Комплексное опробование нефтепродуктопровода считается законченным, когда заполненный продуктом трубопровод проработает в течение 72 ч. Комплексное опробование оформляют актом рабочей комиссии.

1.54. За три месяца до начала работ по заполнению нефтепродуктопровода руководители подрядной и эксплуатирующей организаций совместным приказом назначают ответственных лиц от эксплуатации, заказчика и подрядчика и создают специальную комиссию по заполнению нефтепродуктопровода, которая разрабатывает и осуществляет под руководством представителя эксплуатации (заказ-

чика) программу заполнения нефтепродуктопровода, утверждаемую заказчиком и подрядчиком.

1.55. Оформление журналов, актов на скрытые работы, очистку полости трубопровода, на испытания, промежуточную приемку и другие работы проводят по формам, согласованным с Госстроем СССР.

1.56. Принимают выполненные работы по защите трубопроводов от коррозии как в процессе проведения работ (промежуточная приемка), так и по их окончании (окончательная приемка). Приемку указанных работ от субподрядчиков осуществляет заказчик с представителями генеральной подрядной строительной организации.

1.57. 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.).

1.58. 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" и других действующих руководящих документов. Любые внешние повреждения изоляции, независимо от их формы и размеров, не допускаются.

1.59. Окончательно принимают средства защиты от коррозии металлических подземных сооружений в целом по объекту с проверкой наличия и полноты заполнения актов, составленных по результатам промежуточной приемки каждой операции и результатам измерений разности потенциалов труба–земля, удостоверяющих эффективность электрохимической защиты.

1.60. Сдают средства защиты от коррозии в эксплуатацию после пусконаладочных работ с представлением заказчику следующих документов:

исполнительной технической документации;

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

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

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

1.61. Линии связи строят в соответствии с нормативными документами Министерства связи СССР. Объекты связи могут быть предъявлены к сдаче в эксплуатацию только при условии, что все работы, предусмотренные проектом, выполнены и приняты во время промежуточной приемки представителями эксплуатирующей организации.

Линейные сооружения связи разрешается принимать в эксплуатацию рабочей комиссией по участкам между обслуживаемыми усилительными пунктами по мере их готовности.

1.62. Порядок приемки нефтепродуктопровода на переходах через водные преграды определяет инструкция по контролю за строительством, приемке и эксплуатации подводных переходов магистральных нефтепродуктопроводов.

Положение трубопровода после укладки плети в траншею, закрепление его и засыпку подводной части траншеи контролируют специалисты подводно-технической службы заказчика с оформлением актов. Не допускается укладка трубопроводов выше проектных отметок.

1.63. Генподрядчик представляет рабочей комиссии следующую документацию:

список организаций, участвующих в строительно-монтажных работах, с указанием выполненных ими видов работ и списки инженерно-технических работников, ответственных за каждый вид работы;

технический проект, комплект исполнительных 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 антикоррозионной 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 и 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 по окончании строительства;

документы согласований с организациями, объекты которых расположены вблизи трассы трубопровода или на 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 нефтепродуктов и природоохранных сооружений;

акты на установку и привязку реперов.

Площадочные сооружения

1.64. Готовность оборудования надземных сооружений (перекачивающих и наливных станций) к комплексному опробованию проверяет рабочая комиссия с проведением предварительного индивидуального опробования, приемки соответствующих узлов оборудования и проверки отдельных конструкций зданий и сооружений.

1.65. Индивидуальное опробование и приемку оборудования осуществляют по проектным схемам по окончании монтажных и наладочных работ. При опробовании 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 СССР, 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.

1.66. Строительно-монтажные дефекты, а также дефекты оборудования, выявленные в процессе индивидуального опробования и приемки, устраняют строительно-монтажные организации и заводы-изготовители до начала комплексного опробования.

1.67. До начала комплексного опробования необходимо: укомплектовать и обучить (с проверкой знаний) эксплуатационный персонал; подготовить требуемые материалы, инструменты и запасные части; составить и выдать на рабочие места производственные инструкции и технологические схемы; заготовить необходимую техническую оперативную документацию; выполнить все противопожарные мероприятия; смонтировать и наладить автоматические системы защиты агрегатов, системы пожаротушения и извещения о пожаре.

1.68. При комплексном опробовании проверяют совместную работу основных агрегатов и их вспомогательного оборудования под нагрузкой с автоматикой, защитами и контрольно-измерительными приборами, системами блокировки, сигнализации, дистанционного управления и телемеханики, предусмотренными проектом.

1.69. Комплексное опробование оборудования перекачивающих и наливных 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 нефтепродуктов. Началом комплексного опробования считают момент включения в работу двигателей основных насосных агрегатов.

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

1.71. Индивидуальным опробованием устанавливают: 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.

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

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

технический проект с пояснительной запиской;

исполнительные чертежи и электрические схемы первичной и вторичной коммутации с указанием всех внесенных в процессе монтажа согласованных с проектным институтом изменений;

сводная инвентарная опись установленного электрооборудования;

протоколы испытания электрооборудования;

протоколы сушки и ревизии аппаратов и электрооборудования, наладки

релейной защиты и автоматики, измерений сопротивления заземления, химанализа и испытания трансформаторного масла.

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

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

утвержденный технический проект, исполнительные чертежи всех зданий и сооружений с 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 подъездных путей и операции на 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 в помещениях насосных цехов.

1.76. Блочно-комплектные перекачивающие насосные станции (БКПС) прини-

мают в соответствии с правилами приемки в эксплуатацию перекачивающих станций в блочно-комплектном исполнении. Генподрядчик в данном случае должен представить рабочей комиссии:

акты (технические паспорта) на проведенные строительно-монтажные работы;

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

проект проведения работ по транспортированию блок-контейнеров и блоков;

проект проведения работ по строительству и монтажу объектов БКПС;

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

инструкции по эксплуатации оборудования БКПС;

акты скрытых работ;

монтажные и сварочные формуляры;

акты промежуточных предъявлений оборудования на проведение специальных работ;

комплект исполнительных чертежей;

комплектовочные ведомости на каждый вид оборудования;

акты проверки стационарных систем пожаротушения и извещения о пожаре.

1.77. Состав государственных приемочных комиссий и рабочих комиссий определяют в соответствии с требованиями СНиП "Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения".

1.78. Результаты приемки магистрального нефтепродуктопровода оформляют актом государственной приемочной комиссии, который после утверждения является основанием для ввода нефтепродуктопровода в эксплуатацию. (Акты о приемке в эксплуатацию утверждает приказ органа, назначившего комиссию.)

Охрана труда

1.79. Порядок организации работ, а также регламентация обязанностей и ответственности административно-технического персонала по охране труда на предприятиях и в организациях магистральных нефтепродуктопроводов определяют Правила техники безопасности и промышленной санитарии при эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов и другие нормативные документы, действующие в системе нефтепродуктообеспечения РСФСР и других союзных республик.

1.80. Основное направление работ по охране труда – планомерное осуществление комплекса организационных и технических мероприятий, обеспечивающих создание здоровых и безопасных условий труда и поддержание социалистического правопорядка на производстве.

1.81. Общее руководство работой по охране труда и ответственность за состояние техники безопасности и производственной санитарии в целом по УМНПП возлагается на начальника и главного инженера управления, а в РУМНПП – на начальника и главного инженера районного управления.

1.82. На производственных участках, БПО, ЛПДС, перекачивающих и наливных станциях, в мастерских, ремонтно-строительных управлениях (РСУ), лабораториях и других службах руководство работой по охране труда и ответственность за состояние техники безопасности и производственной санитарии возлагается на руководителей этих подразделений.

1.83. Начальники служб и подразделений в пределах вверенных им участков должны обеспечить выполнение организационных и технических мероприятий для создания безопасных условий труда, проводить инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль за выполнением правил и инструк-

ций по технике безопасности, производственной санитарии и пожарной безопасности.

1.84. Для организации работ по охране труда и осуществления необходимого контроля на предприятиях и организациях магистральных нефтепродуктопроводов должна быть организована соответствующая служба. Численность работников службы охраны труда и техники безопасности определяет штатное расписание в соответствии с условиями работы объектов. В случае отсутствия в штатном расписании работника по охране труда эти обязанности возлагают на технического руководителя или начальника объекта (подразделения).

1.85. При организации работ на объектах магистральных нефтепродуктопроводов следует учитывать специфику производства, определяемую опасными свойствами нефтепродуктов, в первую очередь испаряемостью, токсичностью, способностью электризоваться, взрыво- и пожароопасностью.

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

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

1.88. Работники цехов и участков должны быть обеспечены согласно установленным перечням и нормам средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, спецобувью, спецпитанием, мылом и другими средствами. Ответственность за обеспечение работников указанными видами довольствия и контроль за их использованием возлагаются на одного из заместителей начальника УМНПП, а также на руководителей РУМНПП, объектов, цехов и участков.

1.89. Защитные средства и предохранительные приспособления перед выдачей рабочим и ИТР подвергают осмотру и испытанию в соответствии с установленными требованиями.

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

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

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

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

Пожарная безопасность и охрана объектов

1.94. Требования пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов установлены Правилами пожарной безопасности при эксплуатации предприятий Госкомнефтепродукта СССР, согласованными с ГУПО

МВД СССР 5/VII 1983 г., утвержденными Госкомнефтепродуктом СССР 29/VII 1983 г.

1.95. В соответствии с действующим законодательством ответственность за обеспечение пожарной безопасности ЛПДС, перекачивающих и наливных станций, отдельных цехов, лабораторий и производственных участков несут их руководители или лица, исполняющие их обязанности.

1.96. Руководители предприятий и организаций системы нефтепродуктообеспечения РСФСР и других союзных республик обязаны:

организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми инженерно-техническими работниками, служащими и рабочими;

организовать на объекте добровольную пожарную дружину и пожарно-техническую комиссию, обеспечить их работу в соответствии с действующими положениями, проведение противопожарного инструктажа и занятий по пожарно-техническому минимуму;

предусмотреть необходимые ассигнования на выполнение противопожарных мероприятий и приобретение средств пожаротушения;

проверять состояние пожарной безопасности объекта, боеспособность пожарной команды и добровольной пожарной дружины;

назначить приказом лиц, ответственных за обеспечение пожарной безопасности цехов, установок и производственных участков.

1.97. Инструкция по пожарной безопасности должна содержать:

оценку пожаровзрывоопасности нефтепродуктов, применяемых материалов, а также процессов производства;

требования пожарной безопасности, которые должны выполнять работающие;

специальные требования и мероприятия для особо опасных участков производства;

правила остановки технологического оборудования и вызова пожарной охраны в случае пожара или аварии;

требования к содержанию территорий, в том числе подъездов к зданиям, сооружениям, противопожарным резервуарам и пожарным гидрантам;

места, где курение и применение открытого огня запрещено или разрешено;

обязанности работников при возникновении пожара;

способы приведения в действие средств пожаротушения.

1.98. Руководители цехов, установок, производственных участков и другие должностные лица, ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

обеспечить соблюдение установленного противопожарного режима на вверенных им участках работы;

следить за исправностью приборов отопления, вентиляции, электроустановок, технологического оборудования и принимать немедленно меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;

следить за тем, чтобы после окончания работы проводилась уборка рабочих мест и помещений, отключать электросеть, за исключением дежурного освещения и электроустановок, которые по условиям технологического процесса должны работать круглосуточно.

Принципы организации технического обслуживания и ремонта магистральных нефтепродуктопроводов

1.99. Для поддержания и восстановления исправности и работоспособности сооружений и оборудования магистральных нефтепродуктопроводов, предупреждения возникновения отказов и повреждений проводят своевременное и качественное техническое обслуживание и ремонт (ТОР) объектов.

1.100. Содержание, объемы и сроки проведения ТОР определяют положения о техническом обслуживании и ремонте, инструкции заводов-изготовителей, проект, техническое состояние сооружений и оборудования.

1.101. ТОР объектов магистральных нефтепродуктопроводов, средств транспорта, специальной техники и вспомогательного оборудования проводят в соответствии с действующими Положениями о планово-предупредительном ремонте (ППР).

1.102. Все подразделения, выполняющие техническое обслуживание, должны быть обеспечены машинами, механизмами и ремонтной техникой в соответствии с табелями технической оснащенности и запаса эксплуатационных материалов, утвержденными Госкомнефтепродуктом СССР.

1.103. Капитальный ремонт оборудования магистральных нефтепродуктопроводов, средств транспорта и специальной техники, как правило, осуществляют ремонтные бригады БПО, ЛПДС, перекачивающих и наливных станций, АВП, механические мастерские, персонал, непосредственно обслуживающий агрегаты, машины, приборы, механизмы и службы (электротехнической, КИП и автоматики, телемеханики и др.).

Капитальный ремонт линейной части нефтепродуктопроводов, зданий и сооружений проводят ремонтно-строительные управления, как правило, входящие в состав УМНПП, и ремонтно-строительные участки, входящие в состав ремонтно-строительных управлений или РУМНПП, с возможным привлечением персонала ряда служб РУМНПП (БПО, ЛПДС, АВП и линейных обходчиков-ремонтеров). Проведение капитального ремонта допускается и подрядным способом.

1.104. Организация технического обслуживания и ремонта сооружений и оборудования магистральных нефтепродуктопроводов в целом по УМНПП и другим управлениям, имеющим магистральные нефтепродуктопроводы, возлагается на главных инженеров управлений. Ответственность за организацию и проведение ремонта по видам сооружений и оборудования возлагается на соответствующих инженерно-технических работников управлений и подразделений.

1.105. Отказы и неисправности сооружений и оборудования магистральных нефтепродуктопроводов должны регистрироваться и обобщаться для изучения причин возникновения и разработки мероприятий по их предупреждению в установленном объеме и по установленным формам.

1.106. Планово-предупредительные ремонты сооружений и оборудования проводят в соответствии с утвержденными планами и календарными графиками.

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

1.108. Для плановых ремонтных работ, связанных с изменением режима перекачки, УМНПП и другие управления, имеющие магистральные нефтепродуктопроводы, разрабатывают мероприятия с указанием перечня работ, средств и сроков, с последующим согласованием их с головной организацией нефтепродуктообеспечения.

2. ЛИНЕЙНАЯ ЧАСТЬ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДА

Трасса

2.1. В состав линейной части магистральных нефтепродуктопроводов входят:

собственно трубопровод с лупингами, запорной и регулирующей арматурой, переходами через естественные и искусственные препятствия, устройствами пуска и приема очистных средств и разделителей, байпасными площадками;

установки электрохимической защиты трубопроводов от коррозии;

линии и сооружения технологической связи, телемеханики и КИП;

сооружения линейной службы эксплуатации (АВП, дома линейных обходчиков-ремонтеров, транспортные коммуникации);

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

устройства электроснабжения и дистанционного управления запорной арматурой и установками электрохимзащиты;

защитные противопожарные, противоэрозионные и противооползневые сооружения.

2.2. Земельные участки для линейной части магистральных нефтепродуктопроводов предоставляют на постоянное и временное пользование в соответствии с Основами земельного законодательства Союза ССР и союзных республик.

Земельные участки, отводимые в постоянное пользование, определяют проектом с последующим оформлением на право пользования.

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 союзных республик.

2.3. Размеры земельных участков, предоставляемых предприятиям, учреждениям и организациям трубопроводного транспорта, определяют в соответствии с утвержденными в установленном порядке нормами или проектно-технической документацией.

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

2.5. Проект рекультивации нарушенных земель должен предусматривать на сельскохозяйственных угодьях снятие плодородного слоя почвы и перемещение его во временный отвал перед началом работ по строительству или ремонту магистральных трубопроводов и возвращение плодородного слоя на место по окончании работ.

Кроме того, проект рекультивации земель должен предусматривать работы по удалению всех временных устройств, 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. Трассу подземных нефтепродуктопроводов через каждый километр и в местах поворота закрепляют постоянными знаками высотой 1,5–2 м, которые должны указывать ось нефтепродуктопровода, километр и пикет трассы, а также номер телефона эксплуатирующей организации. Знаки, как правило, совмещают с катодными выводами.

Кроме того, на трассе должны быть знаки границ обслуживания, предупредительные знаки с запрещением остановки транспорных средств на пересечениях нефтепродуктопровода с автодорогами, железным дорогами, у колодцев линейных задвижек, сборников нефтепродуктов и в других опасных местах согласно Правилам охраны магистральных трубопроводов.

Кроме постоянных знаков у каждого линейного обходчика-ремонтера и в машинах линейной службы должны быть переносные предупредительные знаки для ограждения мест утечек нефтепродуктов, ремонтируемых участков, мест размыва нефтепродуктопровода и т.п.

2.7. Расстояния до ближайших промышленных и гражданских сооружений от оси нефтепродуктопровода и территорий перекачивающих станций должны быть не менее установленных СНиП "Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования".

2.8. На всем протяжении трассы магистральных нефтепродуктопроводов для обеспечения надежных условий их эксплуатации и исключения повреждений устанавливают охранную зону в виде полосы земли в соответствии с требованиями СНиП "Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования", ширина охранной зоны должна быть 50 м с каждой стороны от оси трубопровода (на землях сельскохозяйственного назначения – 25 м) в соответствии с Правилами охраны магистральных трубопроводов.

2.9. Для перекачивающих и наливных станций, а также других территориальных объектов охранная зона ограничивается замкнутой линией, отстоящей от границ территорий указанных объектов на расстоянии 100 м во все стороны.

2.10. Охранная зона магистральных нефтепродуктопроводов должна быть отражена в картах землеустроителя и землепользователя.

2.11. В охранной зоне трубопровода без письменного согласия эксплуатирующих его предприятий (организаций) запрещается:

возводить любые постройки и сооружения;

высаживать деревья и кустарники всех видов, складировать корма, удобрения и материалы, скирдовать сено и солому, располагать коновязи, содержать скот, ловить рыбу и обитающих в воде животных, собирать растения , устраивать водопои, колоть и заготавливать лед;

сооружать проезды и переезды через трассы трубопроводов, устраивать стоянки автомобильного транспорта, тракторов и механизмов, размещать коллективные сады и огороды;

сооружать оросительные и осушительные системы;

проводить горные, строительные, монтажные и взрывные работы, планировку грунта;

выполнять геологосъемочные, поисковые, геодезические и другие изыскательские работы, связанные с устройством скважин, шурфов и взятием проб грунта (кроме почвенных образцов).

Предприятия и организации, получившие письменное согласие на ведение в охранных зонах трубопроводов указанных работ, обязаны выполнять их с соблюдением условий, обеспечивающих сохранность трубопроводов. Условия работ в пределах охранных зон трубопроводов устанавливает головная организация нефтепродуктообеспечения, в систему которой входят эксплуатирующие трубопроводы предприятия (организации). Относительно строительных работ требуется согласование с Госстроем СССР.

Письменное согласие на проведение взрывных работ в охранных зонах трубопроводов выдается только после представления предприятием (организацией), проводящим эти работы, соответствующих материалов, предусмотренных Едиными правилами безопасности при взрывных работах, утвержденными Госгортехнадзором СССР.

2.12. В охранных зонах трубопроводов запрещается проводить всякого рода действия, могущие нарушить их нормальную эксплуатацию или привести к повреждению, например:

перемещать или проводить засыпку и поломку опознавательных и сигнальных знаков, контрольно-измерительных пунктов;

открывать люки, калитки и двери необслуживаемых усилительных пунктов кабельной связи, ограждений узлов линейной арматуры, станций катодной и дренажной защиты, линейных и смотровых колодцев и других линейных устройств, открывать и закрывать краны и задвижки, отключать или включать средства связи, энергоснабжения и телемеханики трубопроводов;

устраивать всякого рода свалки, выливать растворы кислот, солей и щелочей;

разрушать берегоукрепительные сооружения, водопропускные устройства, земляные и иные сооружения, предохраняющие трубопроводы от разрушения, а прилегающую территорию и окружающую местность – от аварийного разлива транспортируемого продукта;

бросать якоря, проходить с отданными якорями, цепями, лотами, волокушами и тралами, проводит дноуглубительные и землечерпальные работы;

разводить огонь и размещать какие-либо открытые или закрытые источники огня.

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

2.14. Предприятиям (организациям), эксплуатирующим трубопроводы, разрешается:

проезд в соответствии со схемой подъездов, согласованной с землепользователем и управлением сельского хозяйства исполнительного комитета районного (городского) Совета народных депутатов, автомобильного транспорта и других технических средств к трубопроводу и его объектам для обслуживания и проведения ремонтных работ; если трубопроводы проходят по территории запретных зон и специальных объектов, то соответствующие организации должны выдавать работникам, обслуживающим эти трубопроводы, пропуска для проведения осмотров и ремонтных работ в любое время суток;

устройство в пределах охранной зоны шурфов для проверки качества изоляции трубопроводов и состояния средств их электрохимической защиты от коррозии и проведение других земляных работ, необходимых для обеспечения нормальной эксплуатации трубопроводов, с предварительным (не менее чем за 5 сут до начала работ) уведомлением об этом землепользователя;

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

В случае необходимости предприятия (организации), эксплуатирующие трубопроводы, могут проводить в процессе их текущего содержания рубку леса в охранных зонах с оформлением лесорубочных билетов на общих основаниях. Полученная при этом древесина используется указанными предприятиями (организациями) для удовлетворения собственных нужд, оставшаяся – передается лесхозам для реализации в установленном порядке.

2.15. При совпадении охранной зоны трубопроводов с полосой отвода железных или автомобильных дорог, охранными зонами ЛЭП и других объектов проведение работ, связанных с их эксплуатацией, на совпадающих участках территорий осуществляют заинтересованные стороны по согласованию между собой.

2.16. Условия выполнения сельскохозяйственных работ в охранной зоне действующих трубопроводов должны также соответствовать Правилам охраны магистральных трубопроводов.

2.17. Для работ по капитальному ремонту, реконструкции трубопроводов и устройству переездов через них предприятиям (организациям), эксплуатирующим трубопроводы, должны быть предоставлены во временное пользование в установленном порядке земельные участки в размере, предусмотренном действующими нормами отвода земель для строительства трубопроводов. Проведение ремонтных работ на трубопроводах, проходящих в пределах рыбохозяйственных водоемов, должно быть согласовано с местными органами рыбоохраны, за исключением работ, необходимость проведения которых вызвана аварийной ситуацией на трубопроводе.

2.18. Если установлено, что техническое состояние участка трубопровода требует выполнения ремонтных работ для предотвращения возможного его разрушения, предприятие (организация), эксплуатирующее трубопровод, имеет право временно (до окончания ремонта) с предварительным уведомлением землепользователей ограничить проведение работ в пределах этого участка на расстояниях, равных минимальным расстояниям от оси трубопровода (от его объектов) до городов и других населенных пунктов, установленных соответственно строительными нормами и правилами по проектированию магистральных трубопроводов, утвержденными Госстроем СССР. На многониточных переходах эти расстояния определяют от осей крайних трубопроводов.

2.19. Предприятия (организации), эксплуатирующие трубопроводы, по окончании плановых или аварийных ремонтно-восстановительных работ обязаны возместить землепользователям убытки, причиненные при проведении этих работ, и провести земельные угодья в состояние, пригодное для дальнейшего их использования по назначению.

Определяют размер убытков землепользователей в порядке, предусмотренном постановлением Совета Министров СССР от 9 августа 1974 г." О возмещении убытков землепользователям и потерь сельскохозяйственного производства при отводе земель для государственных или общественных нужд".

2.20. Должна быть обеспечена возможность подъезда транспортных средств и механизмов к любой точке трассы магистрального нефтепродуктопровода в соответствии с Правилами охраны магистральных трубопроводов.

2.21. Объезжают естественные и искусственные препятствия (овраги, небольшие речки, ручьи), встречающиеся на трассе нефтепродуктопровода, по существующим дорогам общего пользования, а там, где их нет, должны быть сделаны земляные насыпи с водоспуском, мосты, настилы и другие сооружения для транспорта и аварийной техники.

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

2.23. Трассу магистрального нефтепродуктопровода в пределах 3 м от оси крайнего трубопровода следует периодически расчищать от поросли и содержать в безопасном противопожарном состоянии.

2.24. По всей трассе должна поддерживаться проектная глубина заложения нефтепродуктопровода. Фактическую глубину заложения нефтепродуктопровода контролируют на непахотных землях не реже одного раза в 5 лет, на пахотных – один раз в год. Контроль проводят через каждые 500 м по длине и в характерных точках (низины, овраги и др.). На участках с глубиной заложения нефтепродуктопровода менее 0,8 м до верха образующей трубы предусматривают дополнительные меры по обеспечению его сохранности. Оголение нефтепродуктопровода, прови-

сание и другие нарушения не допускаются. При их наличии участок трубопровода подвергают капитальному ремонту и заглубляют.

2.25. Для предотвращения размывания траншеи и обнажения нефтепродуктопроводов предусматривают соответствующие мероприятия – организацию стока поверхностных вод, крепление оврагов и промоин, размываемых берегов водных преград и другие. Растущие овраги и промоины, расположенные в стороне от трассы, но которые при своем развитии могут достичь трубопровода, следует укреплять.

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

2.27. При пересечении нефтепродуктопроводами крутых склонов, промоин, оросительных каналов и кюветов следует предусматривать в этих местах глиняные (или из другого подобного материала) перемычки, предотвращающие распространение воды по траншее и проток ее вдоль трубопровода. Глиняные перемычки шириной не менее 1 м сооружают на полную высоту траншеи, определенную проектом.

Трубопровод

2.28. К трубопроводу относят конструкцию изолированного трубопровода с запорной арматурой и смонтированными непосредственно на нем устройствами и приспособлениями.

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

2.30. Воздушные переходы, их опоры и детали, а также другие наземные сооружения нефтепродуктопровода должны быть защищены от атмосферной коррозии в соответствии с требованиями СНиП "Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования". Покрытие периодически восстанавливают.

2.31. Устройства для спуска воды и воздуха, штуцера, сигнализаторы, устройства для отбора проб и другие элементы трубопровода должны иметь кожухи с запорным устройством, ограждения и быть обозначены на поверхности земли предупредительными знаками.

2.32. Для замера давления на нефтепродуктопроводе должны быть предусмотрены устройства для установки манометров в местах, определенных проектом. Устройства должны иметь кожухи.

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

2.34. Арматура на нефтепродуктопроводе при ремонтных работах должна иметь серию не ниже предусмотренной проектом с предварительным проведением ревизии и гидравлического испытания на прочность и герметичность в соответствии с ГОСТ 356–80.

2.35. Материал для уплотнения сальников и прокладок арматуры выбирают в зависимости от рабочей среды и ее параметров согласно действующим стандартам и техническим условиям.

2.36. Запорная арматура на нефтепродуктопроводе должна быть ограждена, иметь нумерацию и предупредительные знаки.

2.37. Арматура на нефтепродуктопроводах должна иметь площадки обслуживания и надписи с номерами согласно технологической схеме, указатели направления вращения на закрытие и положения "Закрыто", "Открыто".

Переходы трубопровода

2.38. К подводным переходам относят линейную часть нефтепродуктопровода со всеми сооружениями, проходящую через водные преграды. Границей, определяющей длину подводного перехода, для многониточного трубопровода является участок, ограниченный установленной на берегах запорной арматурой, для однониточного трубопровода – ограниченный горизонтом высоких вод (ГВВ) 10 %-ной обеспеченности.

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

2.40. Для сохранности подводных переходов на судоходных реках и сплавных водных путях согласно Правилам плавания по внутренним судоходным путям РСФСР и Уставу внутреннего водного транспорта Союза ССР места расположения подводных переходов обозначают предупредительными знаками "Якорь не бросать (подводный переход)" с осветительной аппаратурой. Установку этих знаков регламентируют согласно Инструкции по контролю за строительством, приемке и эксплуатации подводных переходов магистральных нефтепродуктопроводов. Места установки знаков определяют по согласованию с органами речных путей союзных республик.

Охранную зону подводного перехода устанавливают в виде участка между водной поверхностью и дном на расстоянии от осей крайних ниток нефтепродуктопроводов 100 м с каждой стороны.

2.41. В местах переходов трубопроводов через судоходные и сплавные реки, как правило, предусматривают установку блок-постов или пунктов технического обслуживания, укомплектованных плавсредствами и приспособлениями для защиты водоемов от загрязнения нефтепродуктами.

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

2.43. При заполнении подводных переходов нефтепродуктами должны быть предусмотрены меры, предупреждающие его всплытие – установка береговых устройств для выпуска воздуха и засыпка трубопровода в соответствии с проектом и др. Аналогичные меры предусматривают во всех случаях, когда возможно попадание воздуха в нефтепродуктопровод (при ликвидации аварии, чистке трубопровода и т.п.).

2.44. Для обеспечения надежности работы подводных переходов через судоходные и сплавные водные пути необходимо вести контроль за деформацией берегов, изменением русловой части водоема и относительным положением самого трубопровода. На всем протяжении подводной части трубопровод должен быть заглублен в грунт с учетом требований органов речных путей союзных республик, но не менее чем на 0,5 м ниже прогнозируемого предельного профиля размыва русла реки на период эксплуатации перехода и не менее чем на 1 м от естественных отметок дна водоема.

2.45. Обследование подводной части перехода проводят по утвержденному графику. Данные результатов обследования заносят в технический паспорт по установленной форме.

2.46. При перекачке одного сорта нефтепродукта все нитки трубопровода

на переходе должны быть в работе. При последовательной перекачке разных сортов нефтепродуктов включение в работу резервных ниток перехода определяет УМНПП, исходя из местных условий и необходимости обеспечения минимального смесеобразования. Не реже одного раза в год необходимо отключать нитки, закрывая задвижки с одной стороны перехода на 2–3 сут и направляя поток нефтепродуктов поочередно по каждой нитке для промывки. При необходимости полного отключения одной нитки должны быть предусмотрены меры, предупреждающие повышение давления в трубопроводе от температурных воздействий.

2.47. Переходы через железные и автомобильные дороги I–IV категорий должны быть заключены в кожухи из труб диаметром, не менее чем на 200 мм превышающим диаметр магистрального трубопровода. Устройство перехода выполняют согласно требованиям СНиП "Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования".

При эксплуатации таких переходов необходимо уделять особое внимание наблюдению за смотровыми колодцами и имеющимися устройствами для отвода нефтепродуктов на случай повреждения перехода.

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

Ежегодно выполняют нивелировку переходов трубопровода и техническое освидетельствование строительных конструкций, опор, траверс. Для мостовых, вантовых и других сложных переходов должны быть разработаны местные инструкции по обслуживанию и ремонту, подготовлены лица для выполнения подобных работ.

Техническое обслуживание и ремонт

2.49. При эксплуатации нефтепродуктопроводов должна быть обеспечена их работоспособность на заданном уровне за счет своевременного проведения мероприятий планового технического обслуживания и ремонта согласно утвержденным регламентам работ, а также качественного выполнения восстановительных работ при внеплановых ремонтах.

Для методического и организационно-технического руководства обслуживанием, ремонтом и использованием линейной части на уровне УМНПП создают отделы технической эксплуатации сооружений магистральных нефтепродуктопроводов с включением в их состав работников по электрохимической защите и капитальному ремонту. В РУМНПП организацией эксплуатации магистральных трубопроводов, средств электрохимзащиты и капитального ремонта занимаются службы или отделы, создаваемые УМНПП в зависимости от объемов работ.

2.50. Для выполнения технического обслуживания и ремонта (текущего и внепланового) линейной части магистральных нефтепродуктопроводов РУМНПП использует:

аварийные бригады и другой ремонтный персонал, входящий в состав перекачивающих и наливных станций;

ремонтно-восстановительные пункты, расположенные вдоль трассы по усмотрению РУМНПП, исходя из значимости и доступности отдельных точек трассы;

базы производственного обслуживания;

ремонтно-строительные участки, линейных обходчиков.

2.51. Границы обслуживания нефтепродуктопроводов между отдельными подразделениями (ЛПДС, перекачивающей или наливной станцией, АВП) уста-

навливают и оформляют приказом РУМНПП по согласованию с УМНПП или другими управлениями, в подчинении которых РУМНПП находится.

2.52. Организационную структуру и состав бригад и подразделений, обслуживающих линейную часть магистрального нефтепродуктопровода, устанавливают УМНПП и другие управления, имеющие магистральные нефтепродуктопроводы.

2.53. На подразделения, обслуживающие линейную часть нефтепродуктопровода, возлагают следующие обязанности:

периодический осмотр нефтепродуктопроводов и их сооружений для выявления утечек нефтепродуктов и других нарушений и неисправностей;

техническое обслуживание и текущий ремонт нефтепродуктопровода, а также ликвидацию аварий;

контроль за состоянием переходов через естественные и искусственные препятствия;

врезку в нефтепродуктопроводы и отводы от них для подключения новых объектов, реконструкцию узлов переключения, устройств перемычек и т.п.;

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

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

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

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

проведение мероприятий по подготовке нефтепродуктопровода к работе в осенне-зимний период и весеннему паводку;

подготовку к эксплуатации и заполнению нефтепродуктами вновь вводимых нефтепродуктопроводов и очистку внутренней полости действующих.

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

2.55. Ремонтно-восстановительные бригады, ремонтные колонны и АВП оснащают необходимыми транспортными средствами, строительными и ремонтными механизмами, оборудованием, материалами, инструментами и инвентарем в соответствии с действующим табелем технической оснащенности.

2.56. Технические средства аварийно-восстановительных бригад и подразделений (транспортные и ремонтно-восстановительные машины и механизмы) должны иметь соответствующие надписи. Транспортные средства аварийно-восстановительных бригад по согласованию с Госавтоинспекцией оснащают спецсигналами.

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

2.58. Периодичность осмотра нефтепродуктопровода путем обхода, объезда или облета устанавливает руководство УМНПП в зависимости от местных условий, сложности рельефа трассы нефтепродуктопровода и времени года. Регламенты осмотра трассы руководством: перекачивающих станций или ЛПДС – один раз в месяц, РУМНПП – один раз в квартал, УМНПП – один раз в полгода.

Внеочередные осмотры проводят после стихийных бедствий в случае обнару-

жения утечки нефтепродуктов, падения давления, отсутствия баланса нефтепродукта и других признаков повреждения нефтепродуктопровода.

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

2.60. Задачей авиационного обслуживания может быть не только контроль за состоянием нефтепродуктопроводов со всеми линейными устройствами, сооружениями, зданиями, переходами и пересечениями, но и транспортировка ремонтных групп с комплексом инструментов на место работы, надзор за ходом строительства участков нефтепродуктопровода, перекачивающей станции и др.

2.61. Организацию работ по авиационному обслуживанию трассы, включая оформление договора, осуществляет ответственное лицо, назначенное приказом по УМНПП или РУМНПП.

На ЛПДС, перекачивающих, наливных станциях и линейных участках магистральных нефтепродуктопроводов, отдаленных от транспортных коммуникаций или находящихся в труднодоступных местах, должны быть предусмотрены вертолетные площадки и взлетно-посадочные полосы для авиатранспорта.

2.62. Результаты осмотра и все выполняемые в процессе облета операции фиксируют в "Журнале наблюдений при облете трассы".

2.63. Техническое обслуживание и ремонт сооружений и оборудования нефтепродуктопровода проводят аварийно-восстановительные бригады и АВП по графику согласно утвержденному регламенту работ.

2.64. Для поддержания пропускной способности и сохранения качества нефтепродуктов проводят периодическую очистку нефтепродуктопроводов от внутренних отложений. Периодичность очистки согласовывают со службой контроля качества.

2.65. Виды и объемы ремонта самого трубопровода устанавливают на основе оценки его технического состояния по данным осмотров в шурфах, электроизмерений, анализов отказов, технических норм, требований паспортов и инструкций заводов-изготовителей, а также мероприятий по повышению надежности и безопасности эксплуатации, предусмотренных в планах УМНПП, РУМНПП.

2.66. Для трубопровода с повышенной коррозийностью, а также при большом числе аварий на его участках могут быть назначены испытания на повышенное давление (с предварительным планом испытаний).

2.67. Капитальный ремонт нефтепродуктопроводов проводят в соответствии с действующими правилами капитального ремонта магистральных нефтепродуктопроводов по плану, утвержденному головной орагнизацией нефтепродуктообеспечения.

2.68. Каждое РУМНПП разрабатывает, а УМНПП утверждает конкретный план мероприятий по обеспечению безаварийной работы нефтепродуктопровода и всех его сооружений в осенне-зимний и весенний паводковый периоды.

2.69. В плане подготовки к эксплуатации нефтепродуктопровода в зимних условиях должны быть предусмотрены:

ревизия и ремонт запорной арматуры со сменой летней смазки на зимнюю, подтяжка фланцевых соединений, 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 базах, складах и в необходимых местах трассы;

восстановление противопожарных сооружений;

перевод на зимнюю эксплуатацию аварийно-ремонтной техники;

промывка нефтепродуктом тупиковых и непроточных участков и арматуры;

приоткрытие задвижек тупиковых участков, камер скребка и других подобных устройств;

установка указателей и вышек у колодцев и вантузов на случай заноса их снегом и другие мероприятия, направленные на обеспечение бесперебойного транспорта нефтепродуктов в зимних условиях.

2.70. В плане мероприятий по подготовке к весеннему паводку следует предусмотреть следующее:

ремонт и укрепление воздушных и подводных переходов (с береговыми колодцами);

подготовку аварийно-ремонтной техники, замену смазки редукторов, проверку запорной арматуры на полное открытие и закрытие;

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

создание необходимого запаса горючесмазочных материалов;

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

обрубку льда в урезах рек над подводными переходами;

подготовку плавучих средств и средств сбора нефтепродуктов с водной поверхности;

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

назначение дежурных постов на особо ответственных местах.

Мероприятия по подготовке к паводку должны быть согласованы с паводковыми комиссиями при исполнительных комитетах местных Советов народных депутатов в районе прохождения трассы нефтепродуктопровода.

2.71. Повреждения на нефтепродуктопроводе могут быть обнаружены:

по падению давления на выходе перекачивающей станции;

по повышению нагрузки двигателей магистральных насосов;

по разнице балансов 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.

2.72. В РУМНПП или УМНПП, где отсутствуют районные управления, в соответствии с Инструкцией по составлению планов ликвидации аварий разрабатывают планы ликвидации возможных аварий на магистральном нефтепродуктопроводе, которые должны содержать:

оперативную часть, предусматривающую вид и место возможных аварий, условия, опасные для людей и окружающей среды, расчет количества выхода нефтепродуктов с поврежденного участка, мероприятия по эвакуации людей и охране окружающей среды, локализации выхода нефтепродуктов, отключению поврежденного участка и ликвидации аварий, действия ИТР и рабочих, меры техники безопасности и пожарной безопасности, мероприятия по тушению нефтепродуктов в случае их загорания; места нахождения служб и средств ликвидации аварий;

распределение обязанностей между руководителями и отдельными лицами, участвующими в ликвидации аварий;

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

2.73. Ликвидацию аварии осуществляют согласно инструкции, утвержденной

главным инженером УМНПП или другого управления, имеющего магистральные трубопроводы.

2.74. Перед началом огневых работ поврежденный участок изолируют от газов и паров нефтепродукта с помощью герметизирующих тампонов и приспособлений. Для изготовления тампонов применяют глину, глиняный порошок, быстросхватывающиеся пенополиуретаны и другие средства, обеспечивающее герметизацию и безопасность работ.

2.75. На трассе нефтепродуктопровода должно быть организовано хранение аварийного запаса труб, уложенных на стеллажи с ограничителями, препятствующими их раскатыванию.

2.76. Трубы аварийного запаса должны быть очищены от ржавчины и окалины, загрунтованы снаружи и изнутри и иметь на концах заглушки. На каждой трубе должны быть нанесены белой краской длина и диаметр, толщина стенки и марка стали. В РУМНПП должны храниться копии сертификатов на трубы аварийного запаса. В летний период грунтовка и надписи на трубах аварийного запаса должны быть обновлены, стеллажи отремонтированы и аварийный запас пополнен до нормы.

2.77. Трубы, используемые для замены поврежденных участков, должны быть предварительно проверены на отсутствие дефектов и их принадлежность к имеющимся заводским сертификатам. Проверка должна быть оформлена актом.

3. ПЕРЕКАЧИВАЮЩИЕ СТАНЦИИ

Территория

3.1. Перекачивающая станция (ПС) представляет собой комплекс сооружений и устройств для приема, накопления и перекачки нефтепродуктов по магистральному нефтепродуктопроводу. ПС подразделяют на назначению на головные перекачивающие станции и промежуточные.

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

3.3. Перекачивающие станции размещают на огражденной площадке, удаленной от населенных пунктов и промышленных предприятий в соответствии с требованиями СНиП "Нормы проектирования. Магистральные трубопроводы" и охраняемой в установленном порядке.

3.4. К началу эксплуатации ПС должны быть приняты все предусмотренные проектом работы, в том числе по благоустройству, ограждению территории и устройству охранной сигнализации.

3.5. Для обеспечения нормальной эксплуатации зданий, сооружений и территории ПС, следует содержать в исправном состоянии:

систему 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 территории.

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

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 безопасности в соответствии с требованиями нормативных документов.

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

3.10. Освещенность территории перекачивающей станции и 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 строительные площадки должны быть отделены от эксплуатирующихся объектов ограждением. Временные сооружения необходимо размещать вне территории эксплуатируемой части по согласованию с РУМНПП.

3.12. Применение открытого огня на территории перекачивающей станции запрещено. Сварочные и другие огневые работы проводят по согласованию с пожарной охраной на специально оборудованной и обозначенной знаками площадке, определенной приказом по РУМНПП. Сварочные работы на территории ПС вне отведенных площадок (в помещениях, сооружениях и технологических установках) выполняют только по письменному разрешению руководства ПС в соответствии с действующими Правилами ведения огневых работ на взрывоопасных и пожароопасных объектах.

3.13. В помещениях класса BIA и наружных установках класса BIГ, в которых имеются или могут образовываться взрывоопасные смеси, следует применять инструменты, не дающие при работе искр (омедненные, из бериллиевой бронзы). Как исключение допускается использование стального инструмента, рабочие поверхности которого смазаны солидолом.

3.14. На дверях (воротах) всех помещений, зданий и объектов, относящихся к взрыво- и пожароопасным, должны быть надписи, указывающие категорию и класс взрыво- и пожароопасности в соответствии с требованиями СНиП "Нормы проектирования. Производственные здания промышленных предприятий" и Правил устройства электроустановок, а также надписи с указанием лиц, ответственных за технику безопасности и пожарную безопасность.

3.15. Курить на территории ПС разрешается только в местах, специально отведенных для курения по согласованию с пожарной охраной объекта. В указанных местах должны быть таблички с надписями "Место для курения", емкости с водой и урны для окурков в соответствии с требованиями Правил пожарной безопасности при эксплуатации предприятий Госкомнефтепродукта СССР.

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

3.17. Территория перекачивающих станций должна иметь планировку, исключающую попадание нефтепродуктов (в случае их разлива) от насосной и техноло-

гических трубопроводов на объекты, опасные в пожарном отношении (котельные, электроподстанции и др.).

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

Производственные здания и сооружения

3.19. За техническим состоянием строительных конструкций производственных зданий и сооружений должен быть установлен постоянный контроль. Особое внимание следует уделять несущим частям конструкций, подверженным динамическим нагрузкам, перекрытиям и фундаментам. При обнаружении повреждений и неисправностей в зданиях и сооружениях должны быть немедленно приняты меры по предотвращению распространения повреждений и их устранению. В зимний период необходимо удалять снег с крыш производственных зданий.

3.20. Реконструкцию и ремонт зданий, сооружений и их элементов проводят по проекту реконструкции или ремонта.

3.21. Металлические конструкции в целях защиты от коррозии периодически окрашивают. Деревянные конструкции покрывают или пропитывают антисептиками, пораженные грибком деревянные конструкции заменяют 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 ПС должен быть установлен постоянный репер, заложенный 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) в первый год их эксплуатации должно быть установлено наблюдение путем ежемесячного замера осадки. В последующие годы осадку фундаментов необходимо замерять через каждые 6 мес до ее прекращения.

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

За развитием трещины должен быть установлен контроль при помощи маяков. Все работы по наблюдению за осадками должны вестись в соответствии с Руководством по наблюдению за деформацией 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 нефтепродуктов 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 снабжают отбортовкой высотой не менее 15 см от низа. Запрещается загромождать площадки и лестницы материалами, частями оборудования и другими предметами.

3.28. Разделительную стену насосного зала проверяют на герметичность методом 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;

дат 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 ведет лицо, ответственное за исправное состояние сооружений и зданий (технический руководитель производственного подразделения).

Насосные для перекачки нефтепродуктов

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

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

Номера оборудования должны быть нанесены на видном месте белой краской, причем номера на основные агрегаты наносят как на насос, так и на двигатель при наличии промежуточной стены между приводом и насосом, при совмещенном монтаже насосного агрегата в одном зале – только на двигатель.

3.32. Основное и вспомогательное оборудование насосной, а также системы водоснабжения, вентиляции, канализации, воздухоснабжения, топливоснабжения и пожаротушения должны иметь отличительную окраску.

3.33. Полы в насосной изготовляют из материалов, непроницаемых и не впитывающих нефтепродукты, легко моющихся и не вызывающих скольжение. Они должны иметь уклон в сторону приемника стоков.

3.34. Помещение насосной (полы, приямки, лотки) должно содержаться в чистоте и регулярно промываться водой.

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

Насосные агрегаты

3.36. Монтаж и наладку насосных агрегатов выполняют согласно проекту и инструкциям заводов-изготовителей.

3.37. Гидравлические испытания коллектора после монтажа осуществляют согласно действующим нормам и правилам. Испытания технологических трубопроводов проводят совместно с насосами.

3.38. К началу эксплуатации станции должна быть подготовлена инструкция, в которой указывают последовательность операций пуска и остановки вспомогательного и основного оборудования, порядок обслуживания и действий персонала в аварийной ситуации. Запрещается пускать агрегат: без включения приточно-вытяжной вентиляции; без включения маслосистемы; при незаполненном жидкостью насосе; при попадании нефтепродуктов в маслосистему; при технических неисправностях агрегата и фундамента; при наличии других технологических нарушений, причины которых не выяснены.

Запрещается также эксплуатировать агрегат при нарушении герметичности соединений, подтягивать резьбовые соединения, находящиеся под давлением, кроме устройств уплотнения валов насосов.

3.39. Эксплуатировать насосный агрегат следует только с включенной автоматической защитой. Насосный агрегат должен иметь автоматическую защиту при отклонении следующих технологических параметров за установленные пределы, заданные установками:

падении давления в системе смазки;

повышении температуры подшипников, корпуса насоса, электродвигателя или нефтепродукта; повышенной утечке нефтепродукта через уплотнения;

падении избыточного давления воздуха в корпусе электродвигателя;

падении давления в системе охлаждения;

повышенной вибрации.

Отдельные насосные агрегаты автоматически отключаются при максимальном давлении на линии нагнетания станции или в коллекторе, минимальном давлении на линии всасывания, предельном перепаде на регулирующем клапане (в случае, если они работают первыми по ходу нефтепродукта).

3.40. Перекачивающая станция должна автоматически отключаться при:

предельно допустимой концентрации паров в насосном отделении;

предельных перепадах давления на регулирующем органе;

обильных утечках нефтепродукта через уплотнения ротора насоса;

пожаре в насосной;

затоплении насосной;

предельно максимальном давлении на выходе станции;

предельно минимальном давлении на входе станции;

отказе вспомогательных систем, обслуживающих насосные агрегаты;

максимальном (аварийном) уровне в резервуарах сбора утечек;

предельно максимальном давлении до регулирующего клапана.

3.41. Карты уставок технологической защиты перекачивающих станций должны находиться у диспетчера и сменного инженера ПС (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, замеченных неисправностей и сведений об их устранении.

3.43. На неавтоматизированных ПС аварийную остановку насосного агрегата осуществляет дежурный персонал при:

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

возникновении металлического звука или шума в агрегате;

значительной утечке нефтепродуктов на работающем агрегате;

сильной вибрации;

перегреве подшипников;

пожаре и повышенной загазованности.

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

Необходимо постоянно поддерживать перепад давления между воздушной камерой вала и насосным помещением не менее 200 Па.

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 ПС и диспетчеру РУМНПП.

3.47. Техническое обслуживание и ремонт насосных агрегатов проводят по утвержденному графику в соответствии с инструкциями заводов-изготовителей, с оформлением нарядов-допусков согласно инструкции на проведение опасных работ. При выводе насосного агрегата в ремонт следует приемную и выкидную задвижки закрыть, рычаг управления задвижками переключить с механического на ручной привод, на щите управления агрегатом вывесить плакат "не включать, работают люди" и сделать запись в вахтенном журнале о времени вывода агрегата в ремонт.

3.48. Включение и отключение насосных агрегатов на телеавтоматизированных ПС проводит диспетчер РУМНПП с районного диспетчерского пункта (РДП), на нетелемеханизированных ПС – обслуживающий (оперативный) персонал по письменному распоряжению диспетчера РУМНПП.

3.49. Электродвигатели, применяемые для привода магистральных насосов, должны быть во взрывозащищенном исполнении, соответствующем категории и группе взрывоопасных смесей. При установке электродвигателей в невзрывозащищенном исполнении электрозал должен быть отделен от насосного разделительной стенкой в соответствии с Правилами устройства электроустановок.

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

Система смазки

3.51. Монтаж маслосистемы осуществляют по чертежам проектной организации в соответствии со схемой маслоснабжения магистральных насосных агрегатов, с установочными чертежами и инструкциями заводов-изготовителей.

В проекте должна быть предусмотрена резервная автоматическая система смазки основного оборудования при аварийных отключениях.

После окончания монтажных работ проводят очистку и промывку напорных и сливных маслопроводов и маслобака. Маслосистема должна быть заполнена маслом через фильтрующие сетки.

3.52. При пусконаладочных работах прокачивают масло по маслосистеме, регулируют расход масла по подшипникам насосных агрегатов путем подбора дроссельных шайб (допускается регулировка пробковыми кранами с последующим опломбированием), маслосистему проверяют на плотность фланцевых соединений и арматуры.

При обнаружении механических примесей масло должно быть слито, фильтры, трубопроводы, маслобак и подшипники промыты, после чего маслосистему заполняют вновь.

3.53. В процессе эксплуатации насосного агрегата контролируют и регистрируют температуру и давление масла на входе в подшипники агрегатов и температуру самих подшипников.

Уровень и давление масла в баках 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 значений.

3.55. Масло, находящееся в системе смазки, следует заменять 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 %; содержание воды свыше 0,25 %; кислотность выше 1,5 мг КОН/1 г масла; температура вспышки ниже 150 °С; содержание кокса свыше 3 %; в масле обнаружен нефтепродукт.

3.56. Для каждого типа насосного агрегата должна быть установлена периодичность отбора проб из системы смазки и проверки качества масла. Пробы отбирают в соответствии с действующим стандартом.

3.57. Во избежание повышенного износа насосов и двигателей не разрешается применять марки масел с физико-химическими свойствами, отличными от рекомендованных заводом-изготовителем.

3.58. Масло от поставщика принимают при наличии паспорта на него. При отсутствии паспорта масло принимают только после проведения соответствующих анализов.

3.59. Элементы системы смазки (трубопроводы, фильтры, холодильники, маслобак) подвергают периодической очистке.

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

3.61. В здании насосной должны быть вывешены утвержденные схемы масляной системы насосных агрегатов. На них должны быть указаны маслопроводы, емкость, фильтры, сами насосы, арматура, 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 не более 3 ммоль/кг;

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

допустимое содержание масла – следы;

содержание железа – не более 0,2 ммоль/кг.

Химический анализ охлаждающей воды проводят ежегодно.

3.63. Сроки и способы очистки полостей охлаждения агрегатов и теплообменных аппаратов системы охлаждения от накипи и загрязнений устанавливают 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 нефтепродукта и масла. При обнаружении их следов 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, арматура, градирни, емкости) должны быть своевременно подготовлены к работе в зимних условиях.

3.67. Воздух для охлаждения двигателей в соответствии с проектом забирают в местах, не содержащих паров нефтепродуктов, пыли, влаги и химических реагентов выше предельных норм. Температура воздуха, подаваемого на охлаждение двигателей, должна соответствовать проекту.

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

Снабжение топливом двигателей внутреннего сгорания

3.69. Качество топлива для двигателей внутреннего сгорания, установленных на ПС, должно соответствовать техническим условиям заводов – изготовителей двигателей и подтверждаться паспортом.

3.70. Подачу топлива в расходные емкости осуществляют через фильтры.

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

3.72. Для приема, хранения и учета топлива назначают ответственное лицо.

3.73. В насосном цехе должна находиться утвержденная схема топливной системы с указанием емкостей, насосов, фильтров, арматуры, а также допустимых максимальных и минимальных значений температуры топлива.

Особенности эксплуатации блочно-комплектных перекачивающих станций

3.74. Эксплуатацию блочно-комплектных перекачивающих станций (БКПС) осуществляют в соответствии с инструкциями заводов – изготовителей оборудования БКПС и настоящих Правил.

3.75. Механическое оборудование БКПС, электрооборудование, средства автоматики, телемеханики и КИП, оборудование и аппаратура связи, транспортные средства, оборудование хозяйственного назначения закрепляют за соответствующими службами. Обязанности обслуживающего персонала определяют должностные инструкции.

3.76. Техническое обслуживание и ремонт оборудования БКПС проводят в соответствии с утвержденным графиком ППР.

Исходный материал для составления графика на планируемый год – графики ремонтов и технического обслуживания оборудования текущего года с отметкой о фактическом выполнении запланированных ремонтов, вахтенные и ремонтные журналы.

3.77. Организация и технология ремонта оборудования БКПС предусматривает агрегатно-узловой метод ремонта (узловой – для основного, агрегатный – для вспомогательного оборудования БКПС), предполагающий демонтаж отработавших установленный срок (либо по состоянию) узлов или агрегатов и замену их запасными.

3.78. Демонтаж узлов и замену их на площадке БКПС проводит ремонтный персонал, которым располагают УМНПП, РУМНПП.

3.79. Блоки БКПС должны быть обеспечены подъездами для автотранспорта и грузоподъемных механизмов.

3.80. Площадка БКПС и ремонтный персонал для проведения ремонтных работ должны быть оснащены инструментами, приспособлениями и механизмами в соответствии с перечнем, предусмотренным указаниями документации завода-изготовителя.

3.81. Техническое обслуживание и ремонт оборудования БКПС должны соответствовать указаниям документации заводов-изготовителей.

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

3.83. Руководство ремонтом оборудования должно быть возложено на ответственное лицо приказом по РУМНПП.

3.84. На каждую БКПС должен быть оформлен технический паспорт (формуляр) в соответствии с требованиями Единой системы конструкторской документации (ЕСКД).

Резервуарный парк

3.85. Резервуарный парк объектов магистральных нефтепродуктопроводов представляет собой комплекс взаимосвязанных резервуаров для выполнения технологических операций приема, хранения и откачки нефтепродуктов при различных режимах работы отдельных участков нефтепродуктопровода.

3.86. Объем резервуарных парков перекачивающих станций должен соответствовать Нормам технологического проектирования и технико-экономическим показателям магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.

3.87. ГПС в случае перекачки одного сорта нефтепродуктов должна располагать емкостью в размере 2–3-суточной пропускной способности нефтепродуктопровода. При последовательной перекачке нефтепродуктов указанная емкость определяется размерами накопления каждого сорта в соответствии с принятыми в проекте цикличностью перекачки и графиками поступления нефтепродуктов в емкости.

3.88. При использовании резервуарного парка одновременно для нужд магистрального нефтепродуктопровода, нефтеперерабатывающего завода иди нескольких нефтепродуктопроводов размер емкости определяют с учетом цикличности перекачки каждого сорта нефтепродукта, размеров партий разных нефтепродуктов и суточного приема от нефтеперерабатывающих заводов.

3.89. 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 нефтепродуктопровода. Эта емкость должна быть увеличена до 1–1,8-суточной пропускной способности, если станция находится на границе смежных участков, подведомственных различным УМНПП и РУМНПП.

3.90. Для нескольких параллельных нефтепродуктопроводов общий размер емкости определяют с учетом совместной их работы.

3.91. При последовательной перекачке часть промежуточных ПС должна располагать емкостью для выделения участков, в пределах которых возможна

независимая работа насосного оборудования. Размер емкости в этом случае определяют расчетом, исходя из разности расходов по участкам между станциями и длины указанных участков.

3.92. В каждом резервуарном парке часть общей емкости должна быть предусмотрена для аварийного сброса нефтепродуктов из расчета полусуточной пропускной способности нефтепродуктопровода, которая используется для:

приема нефтепродуктов при остановке нефтепродуктопровода в связи с временным прекращением связи перекачивающей станции с диспетчером;

защиты концевого участка перегона нефтепродуктопровода и технологических трубопроводов перекачивающей станции 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 нефтепродуктов при аварии на линейной части.

При последовательной перекачке нескольких нефтепродуктов число резервуаров для указанных целей должно быть удвоено, кроме того, должна быть предусмотрена дополнительная емкость для сброса смеси.

3.93. На промежуточных железнодорожных наливных станциях магистральных нефтепродуктопроводов при последовательной перекачке двух и более сортов нефтепродуктов устанавливают емкость, равную объему налива нефтепродуктов за один цикл.

3.94. На конечных железнодорожных наливных станциях магистральных нефтепродуктопроводов при последовательной перекачке двух сортов нефтепродуктов размер емкости должен быть не более 6 среднесуточных объемов налива, а при последовательной перекачке трех сортов – не более 9.

На промежуточных и конечных железнодорожных наливных станциях магистральных нефтепродуктопроводов при перекачке одного сорта нефти размер емкости должен быть не более 5 среднесуточных объемов налива.

3.95. Размеры и число резервуаров в составе общей емкости наливных станций магистральных нефтепродуктопроводов определяют с учетом:

коэффициента использования емкости резервуаров;

распределения емкости по сортам нефтепродуктов в соответствии с объемом налива каждого сорта;

необходимости иметь по условиям эксплуатации не менее двух резервуаров на каждый сорт нефтепродукта;

требований возможно большей однотипности резервуаров.

3.96. 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 действующим Правилам пожарной безопасности в системе Госкомнефтепродукта СССР.

3.97. Каждый резервуар должен быть оборудован средствами пожаротушения и борьбы с потерями от испарения.

3.98. *При приеме резервуаров в эксплуатацию организации*, участвующие в строительстве, до начала испытаний должны предъявить Государственной комиссии документы, отвечающие требованиям СНиП "Правила производства и приемки работ. Металлические конструкции" и Правилам эксплуатации металлических резервуаров для нефти и нефтепродуктов и руководству по их ремонту и другим нормативным документам.

3.99. На резервуары с плавающими крышами, понтонами должна быть представлена техническая документация на конструкцию уплотняющего затвора и акты испытаний герметичности плавающих крыш или понтонов.

3.100. Территория резервуарного парка в ночное время должна иметь освещение, отвечающее нормам техники безопасности, пожарной безопасности и требованиям главы СНиП "Искусственное освещение. Нормы проектирования".

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

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

3.102. На каждый резервуар, используемый для приема, хранения и отпуска нефтепродуктов, должны быть составлены градуировочные таблицы, составленные в соответствии с нормативно-технической документацией.

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

3.104. Понтоны, установленные в металлических резервуарах, эксплуатируют в соответствии с инструкциями по эксплуатации стальных понтонов в резервуарах.

3.105. Периодические осмотры резервуаров и их оборудования проводят согласно с графиком ППР, составленным в соответствии с правилами эксплуатации каждого типа резервуаров и с учетом конкретных условий эксплуатации.

3.106. Во избежание перекоса и потопления понтонов в процессе эксплуатации резервуаров предусматривают специальные мероприятия, обеспечивающие плавное и равномерное перемещение понтонов.

3.107. Организуют и проводят ремонт резервуаров в соответствии с требованиями Правил эксплуатации металлических резервуаров для нефти и нефтепродуктов и руководства по их ремонту.

Ремонтные работы внутри резервуара проводят после полной дегазации, подтвержденной анализом воздушной среды.

Вентилятор, электродвигатель и освещение должны быть во взрывозащищенном исполнении и заземлены. Напряжение освещения должно быть не выше 12 В.

3.108. На вновь вводимых и реконструируемых объектах все резервуары вместимостью 5 тыс. $м^3$ и более должны быть оборудованы стационарной системой пожаротушения.

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

3.110. В зимнее время швы стальных резервуаров (особенно I и II поясов снизу и нижнего утора) осматривают еженедельно, а при температуре ниже минус 30 °С – ежедневно. Результаты осмотров заносят в журнал осмотров.

3.111. Для резервуарных парков, расположенных в зоне возможного затопления паводковыми водами, заблаговременно должны быть подготовлены запасы

инструментов и инвентаря. Во избежание всплытия при затоплении резервуарного парка порожние резервуары заполняют водой или нефтепродуктом.

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

номера резервуара по технологической схеме;

для какого нефтепродукта резервуар предназначен;

типа резервуара, его вместимости;

фактической высоты резервуара;

максимально и минимально допустимых взливов нефтепродуктов;

числа и характеристик дыхательных и предохранительных клапанов, огневых предохранителей, средств борьбы с потерями от испарения;

допустимой производительности наполнения и опорожнения резервуара.

Технологическая карта должна находиться на рабочем месте персонала, проводящего оперативные переключения и отвечающего за правильность оперативных действий. Технологические карты резервуаров составляют РУМНПП, утверждают и переутверждают (при изменении технологии эксплуатации резервуарных парков) УМНПП.

3.113. Максимальную производительность заполнения (опорожнения) резервуара, оборудованного дыхательными и предохранительными клапанами или вентиляционными патрубками, назначают с учетом максимально возможного расхода через них паровоздушной смеси нефтепродуктов, вызываемого одновременным заполнением (опорожнения) резервуара, перетоком нефтепродуктов из заполненного резервуара в порожний вследствие переключения операции с одного резервуара на другой, термическим расширением (сжатия) газов в газовом пространстве резервуара из-за атмосферных явлений или по технологическим причинам, а также вследствие выделения паров нефтепродуктов или растворенных в них газов.

3.114. Суммарная проектная пропускная способность предохранительных клапанов, установленных на одном резервуаре, должна быть не ниже пропускной способности дыхательных клапанов.

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

3.115. Разрешение на пуск ПС, связанный с наполнением или опорожнением резервуаров, дается после того, как персонал удостоверится в правильности открытия и закрытия задвижек, связанных с данной перекачкой. В дальнейшем ведут постоянный контроль за нормальным поступлением нефтепродукта в резервуары и наличием давления в технологических трубопроводах.

Во избежание гидравлических ударов и механических толчков необходимо плавно открывать и закрывать резервуарные задвижки.

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

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

3.118. Максимальная температура нефтепродуктов, принимаемых от нефтеперерабатывающих заводов в резервуарные парки магистральных нефтепродуктопроводов, не должна превышать температуры, предусмотренной ГОСТ 1510–84.

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 и после капитального ремонта. Высотный трафарет должен быть нанесен краской на видном месте вблизи замерного люка.

3.120. В целях обеспечения нормальной эксплуатации резервуаров и работы всех приборов резервуары должны ежегодно зачищаться в соответствии с ГОСТ 1510–84.

3.121. Осадки, образующиеся в резервуарах, размывают водой, паром или специальными моющими средствами, после чего отводят в шлаконакопители или на специальные площадки по самостоятельной системе трубопроводов. Сброс размытых осадков в канализацию не допускается.

3.122. Руководство работой по зачистке резервуаров поручают ответственному лицу из числа инженерно-технических работников. Все действия, связанные с зачисткой, согласовывают с руководством производственного подразделения (РУМНПП).

3.123. К зачистке резервуара приступают после оформления акта готовности резервуара к зачистным работам, подписанного комиссией в составе старшего инженера (начальника), инженерно-технического работника, на которого РУМНПП возложило контроль по технике безопасности, руководителя группы емкостей и работника пожарной охраны.

3.124. Зачистку резервуаров выполняет специально обученный и подготовленный персонал, допущенный медицинской комиссией, 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 переходных мостиков и площадок обслуживания задвижек следует поддерживать в чистоте и очищать от наледи и снега.

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

дренирование подтоварной воды (попавшей после опрессовки и по другим причинам);

проверку и подготовку дыхательной и предохранительной арматуры;

утепление дренажных устройств и предохранение их от снежных заносов.

3.127. Эксплуатацию, техническое обслуживание и ремонт резервуаров проводят в соответствии с Правилами эксплуатации металлических резервуаров для нефти и нефтепродуктов и руководством по их ремонту и Правилами техники безопасности и промышленной санитарии при эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов.

Сосуды для хранения сжатого воздуха

3.130. Эксплуатируют сосуды для хранения сжатого воздуха в соответствии с действующими Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

3.131. На каждый сосуд после его установки и регистрации краской на видном месте или на специальной табличке форматом не менее 200 х 150 мм наносят регистрационный номер, разрешенное давление, дату (месяц и год) следующего осмотра и гидравлического испытания.

3.132. Баллоны для воздуха должны быть обвязаны трубопроводами так,

чтобы сжатый воздух мог подаваться из любого баллона и перепускаться из баллона в баллон.

3.133. В здании насосной должна быть вывешена утвержденная старшим инженером ЛПДС или ПС схема воздуховодов с указанием компрессоров, воздушных баллонов (ресиверов), пылевлагоотделителей, вентилей и других устройств. На схеме также должно быть указано допустимое максимальное давление в системе.

3. 134. Все сосуды для хранения сжатого воздуха, регистрируемые и не регистрируемые в органах Госгортехнадзора, указывают в специальной книге учета и освидетельствования сосудов, хранящейся у ведущего надзор за сосудами в производственном подразделении (РУМНПП, ЛПДС, ПС) лица.

3.135. Разрешение на пуск в работу сосудов, подлежащих регистрации, выдает инспектор Госгортехнадзора СССР после регистрации и технического освидетельствования сосудов.

3.136. Разрешение на пуск в работу сосудов, не подлежащих регистрации в органах Госгортехнадзора СССР, выдает лицо, назначенное приказом по производственному подразделению для осуществления надзора за сосудами после их учета и технического освидетельствования.

3.137. Ответственное лицо, осуществляющее в производственном подразделении надзор за сосудами, а также лицо, ответственное за их исправное состояние и безопасное действие, назначают приказом по производственному подразделению из инженерно-технических работников, прошедших проверку знаний в установленном порядке.

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

3.139. В производственном подразделении 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.

3.140. Периодическую проверку знаний персонала проводит комиссия, назначаемая приказом по производственному подразделению, не реже чем через 12 мес. Результаты проверки оформляют протоколом.

4. НАЛИВНЫЕ СТАНЦИИ

4.1. Отгрузку нефтепродуктов на наливных станциях осуществляют через специально построенные наливные эстакады, пирсы и причалы.

4.2. Наливные эстакады, пирсы, причалы сооружают в соответствии с требованиями СНиП "Склады нефти и нефтепродуктов. Нормы проектирования" и СНиП "Планирование и застройка городов, поселков и сельских населенных пунктов. Нормы проектирования".

4.3. Освещают эстакады, пирсы, причалы дистанционно при помощи прожекторов или светильников взрывозащищенного исполнения, рассчитанных по допустимым нормам освещенности рабочих мест. Сами сооружения должны быть обеспечены надежной двухсторонней 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 наливных сооружений следует руководствоваться действующими в системе Госкомнефтепродукта СССР Правилами пожарной безопасности, Правилами техники безопасности и промышленной санитарии при эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов.

4.6. Площадки на наливных сооружениях должны иметь бетонное покрытие и обеспечивать беспрепятственный сток жидкости в отводные колодцы или каналы, соединенные через гидравлические затворы со сборником и производственно-дождевой канализацией. Производственные сточные воды перед выпуском их в водоемы должны проходить очистку на очистных сооружениях в соответствии с действующими нормами.

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

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

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

4.10. Насосы, двигатели, задвижки, стояки должны быть пронумерованы.

4.11. На технологические трубопроводы эстакад составляют калибровочную таблицу.

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

4.13. Наконечники на рукавах должны иметь устройство для разгрузки струи.

4.14. Одновременный налив двух и более сортов нефтепродуктов разрешается только при наличии раздельных коллекторов.

4.15. Время налива железнодорожных цистерн устанавливается по договору, заключенному с управлением железной дороги согласно Правилам перевозок грузов. При этом максимальные значения скоростей движения (налива) электризующихся жидкостей (нефтепродуктов) ограничиваются требованиями разд. 13 настоящих Правил.

4.16. Проведение огневых работ на сливно-наливных сооружениях, пирсах, причалах без специальной подготовки запрещается. Указанные работы выполняют с выводом этих сооружений из эксплуатации, при наличии письменного разрешения, с соблюдением правил техники безопасности, пожарной безопасности и производственной санитарии.

4.17. По окончании наливных операций задвижки и другие запорные устройства на приемных и выкидных линиях насосов закрывают.

4.18. Техническая эксплуатация объектов наливных станций, не указанных в данном разделе, должна отвечать соответствующим разделам Правил.

4.19. Техническую эксплуатацию сооружений и оборудования наливных станций, осуществляющих перевалку нефтепродуктов на различные виды транспорта, выполняют в соответствии с Правилами технической эксплуатации нефтебаз, инструкциями по совместной эксплуатации морских и речных пирсов и причалов, баз перевалки и портов, утверждаемыми пароходством и управлением магистральных нефтепродуктопроводов.

4.20. Балластные и подтоварные воды, загрязненные нефтепродуктами, из наливных судов по специальным трубопроводам направляют на береговые очистные сооружения.

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

4.21. Извлеченные из сбросовых вод нефтепродуктовые остатки сдают на регенерацию в установленном порядке.

5. ОТВОДЫ ОТ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ К НЕФТЕБАЗАМ, СКЛАДАМ НЕФТЕПРОДУКТОВ, ПРОМЫШЛЕННЫМ ПРЕДПРИЯТИЯМ, ПОРТАМ И ДРУГИМ ОБЪЕКТАМ

5.1. Нефтепродуктопровод, подключенный к магистральному нефтепродуктопроводу или ответвлению, по которому поставляют нефтепродукты на предприятия потребления или распределения нефтепродуктов, называют отводом от магистрального нефтепродуктопровода.

5.2. Диаметр и протяженность отвода от магистрального нефтепродуктопровода или ответвления определяет проект.

5.3. Сооружения ответвлений должны соответствовать требованиям СНиП "Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ", "Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования", "Склады нефтепродуктов. Нормы проектирования", СНиП по проектированию генеральных планов, СНиП по проектированию сооружений промышленных предприятий, нормам технологического проектирования и технико-экономических показателей отводов от магистральных нефтепродуктопроводов (распределительных нефтепродуктопроводов).

5.4. Отводы сооружают равнопрочными магистральным нефтепродуктопроводам, к которым их подключают.

5.5. Границами отводов считают:

начальной – ближайшую на отводе секущую задвижку к магистральному нефтепродуктопроводу на узле подключения;

конечной – секущую задвижку на отводе перед узлом ввода на предприятие потребления или распределения нефтепродуктов.

5.6. В состав отводов входят:

трубопроводы с запорной и предохранительной арматурой;

переходы через естественные и искусственные препятствия;

узлы учета и контроля последовательной перекачки нефтепродуктов и сооружения на них;

установки электрохимической защиты трубопроводов от коррозии и блуждающих токов;

средства дистанционного управления трубопроводом;

устройства автоматизации технологических процессов и технологическая связь;

устройства электроснабжения;

противопожарные сооружения и сооружения по защите окружающей среды от разлива нефтепродуктов;

перекачивающие насосные станции (в отдельных случаях).

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

5.8. Планы поставки (сдачи) нефтепродуктов на предприятия потребления или распределения составляет головная организация нефтепродуктообеспечения.

5.9. УМНПП составляет и утверждает графики поставки (сдачи) нефтепродуктов по отводам на предприятие потребления или распределения нефтепродуктов, согласовывая их с территориальными организациями нефтепродуктообеспечения союзных республик.

5.10. В графиках должны предусматриваться по каждому отводу очередность сброса нефтепродуктов с магистрального продуктопровода, предполагаемые объемы сброса и наименование сбрасываемых нефтепродуктов.

5.11. УМНПП составляет и утверждает карту технологических режимов работы отводов.

5.12. В технологических картах режимов должны быть указаны: пропускная способность; давление в характерных точках отвода; номинальные плотности и вязкости нефтепродуктов; порядок переключения емкостей на предприятиях потребления или распределения при приеме нефтепродуктов (согласованные с УМНПП и РУМНПП); технологические схемы предприятий потребления или распределения нефтепродуктов, которым поставляют нефтепродукты.

Существуют следующие способы управления работой отводов – дистанционный, местной автоматизации, ручной. Для каждого способа должна быть составлена схема управления.

5.13. Периодичность составления, пересмотра, утверждения и переутверждения графиков и технологических карт определяет УМНПП в зависимости от возникающих изменений в условиях поставки нефтепродуктов предприятиям потребления или распределения. График и технологические карты находятся на Центральном диспетчерском пункте (ЦДП) и районном диспетчерском пункте (РДП).

5.14. Руководство работой по поставке нефтепродуктов по отводам в пределах РУМНПП осуществляет РДП.

5.15. Руководство работой по поставке нефтепродуктов в пределах всего УМНПП осуществляет ЦДП через РДП.

5.16. Управление регулирующими устройствами на узлах подключения отводов, линейными задвижками отводов, предохранительными устройствами, устройствами переключения резервуаров и приборами контроля расхода поступающих нефтепродуктов (счетчиков) на территориях предприятий осуществляется, как правило, дистанционно от РДП.

5.17. Для обнаружения утечек нефтепродуктов и нахождения места повреждения применяют специальные устройства или устанавливают в начале и в конце трассы отвода расходомеры повышенной точности.

Показания обоих расходомеров выводят на РДП или на щит местного автоматизированного контроля. Показания отсчетов ежедневно анализируют.

5.18. При отсутствии телемеханики управление технологическими операциями осуществляют посредством местных электрифицированных и автоматизированных устройств кустовые (разъездные) операторы с ближайших ЛПДС, перекачивающих и наливных станций по указаниям РДП. При отсутствии электрифицированных и автоматизированных устройств указанные операции выполняют вручную.

5.19. Число отводов, входящих в отдельный куст, обслуживаемый операторами, и численность операторов, необходимая для обслуживания одного куста, определяет УМНПП.

5.20. При наличии только местной автоматизации или ручного управления технологическими операциями по поставке нефтепродуктов по отводам предприятиям потребления или распределения все работы на территории предприятий выполняют операторы предприятия совместно с кустовыми операторами.

5.21. Для осуществления технологических операций по поставке нефтепродуктов по отводам ЦДП, РДП, ЛПДС, перекачивающие и наливные станции, кустовые операторы, предприятия потребления или распределения нефтепродуктов должны быть обеспечены постоянной технологической связью (телефон, радиостанции, телетайп).

5.22. Порядок взаимодействия предприятий потребления или распределения нефтепродуктов с кустовыми операторами ЛПДС и перекачивающими и наливными станциями определяют договоры между ними, согласованные с РУМНПП и утверж-

денные УМНПП и организациями, в чьем ведении находятся предприятия потребления или распределения нефтепродуктов.

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

5.24. Порядок взаиморасчетов за поставленные нефтепродукты между организациями, потребляющими или распределяющими нефтепродукты, и УМНПП (РУМНПП) устанавливают в соответствии с основными условиями поставки нефтепродуктов потребителям и договорами, заключенными на поставку нефтепродуктов.

5.25. Техническое обслуживание и ремонт отводов осуществляют БПО, РСУ, АВП, ЛПДС, перекачивающие или наливные станции, которым отводы подведомственны, а также специальные подразделения, созданные для обслуживания отводов. Техническое обслуживание и ремонт проводят в соответствии с требованиями настоящих Правил.

Нефтепродуктопроводы, проложенные на территории городов или других населенных пунктов

5.26. Как правило, в населенных пунктах нефтепродуктопроводы не прокладывают.

5.27. Отводы от магистральных нефтепродуктопроводов, как исключение, прокладывают в населенных пунктах, если есть необходимость подключения к магистральному нефтепродуктопроводу предприятий потребления или распределения нефтепродуктов, находящихся в этих городах или населенных пунктах. Это же исключение относится к нефтепродуктопроводам, проложенным от предприятий переработки, находящихся в населенных пунктах, до ГПС МНПП.

5.28. Нефтепродуктопроводы, прокладываемые в населенных пунктах, сооружают в соответствии с требованиями СНиП "Магистральные трубопроводы" и инструкцией по проектированию нефтепродуктопроводов, прокладываемых на территориях городов или других населенных пунктов, утвержденной Госстроем СССР.

5.29. Коэффициент запаса прочности нефтепродуктопроводов, прокладываемых в населенных пунктах, принимают в соответствии с требованиями СНиП "Магистральные трубопроводы".

5.30. На нефтепродуктопроводы, прокладываемые в населенных пунктах, наносят изоляцию усиленного типа.

5.31. Если трубопровод построен по типу труба в трубе, то гидравлическому испытанию, пределы которого устанавливает проект, подвергают как внутреннюю, так и наружную трубы.

5.32. Запорная арматура должна быть расставлена таким образом, чтобы в случае аварий объем вытекающей из поврежденного участка трубопровода жидкости соответствовал объему сборной емкости противопожарной защиты, которая должна быть сооружена на трассе с учетом естественных уклонов и возможных габаритов приближения в охранной зоне.

5.33. У линейных задвижек в черте города или других населенных пунктов должны быть устройства для установки манометров.

5.34. Средства откачки из емкостей могут быть передвижными или стационарными, управляемыми дистанционно, местными электрифицированными и автоматизированными устройствами или вручную.

5.35. Если нельзя проложить нефтепродуктопровод по типу труба в трубе, то должны быть предусмотрены устройства, обеспечивающие минимальную возможность попадания нефтепродукта в окружающую среду при повреждениях нефтепродуктопровода.

5.36. Как правило, охранная зона нефтепродуктопровода в особо опасных местах, при соответствующем технико-экономическом обосновании, должна быть ограждена по типу железных дорог, проходящих через города.

5.37. На ограждениях с обеих сторон охранной зоны через каждые 50 м должны быть прикреплены плакаты, предупреждающие об опасности объекта и запрещающие хождение и проведение каких-либо работ. Должны быть также обозначены пересечения с местными коммуникациями.

5.38. Переходы и переезды через трассу нефтепродуктопровода помещают в определенных местах, доступных обозрению с ближайших постов местной милиции или специальной охраны.

5.39. Переходы должны быть мощеными, на переездах устанавливают мосты или укладывают железобетонные сегменты, чтобы нагрузка от наземных транспортных средств не передавалась непосредственно на трубопровод

5.40. Допускается устройство охранной зоны без ограждений, при этом предупреждающие плакаты должны быть прикреплены к надежно установленным столбам.

5.41. Управление работой и контроль за участками нефтепродуктопроводов, проложенных в населенных пунктах, как правило, осуществляются дистанционно. При отсутствии телемеханики управление и контроль выполняют с помощью местных электрифицированных и автоматизированных устройств.

5.42. Управление и контроль осуществляет специальный диспетчерский пункт.

5.43. Контролируют работу узла подключения к магистральному нефтепродуктопроводу, как правило, дистанционно из этого же диспетчерского пункта.

5.44. В случае отказа дросселирующего устройства автоматически включается электрифицированная задвижка, специально предусмотренная для резервного дросселирования.

5.45. Для обеспечения надежности электроснабжения задвижек приемники электрической энергии следует относить к категории не ниже II.

5.46. В случае образования течи в трубопроводе в черте города или другого населенного пункта трубопровод автоматически или дистанционно отключают секущей задвижкой в узле подключения к магистральному трубопроводу.

5.47. Смежные задвижки на участке повреждения должны быть перекрыты в кратчайшие сроки.

5.48. В случае отсутствия или выхода из строя системы автоматического контроля должен быть организован визуальный осмотр трассы работающего трубопровода и контроль показаний манометров. При этом составляют график обхода (объезда) трассы, в котором предусматривается обход (объезд) трассы в черте города или другого населенного пункта не реже чем через час.

5.49. РУМНПП организует в черте города или другого населенного пункта группу линейных обходчиков-ремонтеров, если базы технического обслуживания и ремонта удалены от него. Численность группы должна соответствовать протяженности участка трубопровода в черте населенного пункта, а также условиям местности.

5.50. Работники, совершающие осмотр, для связи с ближайшим диспетчерским пунктом должны быть оснащены переносными радиостанциями или телефонами.

5.51. Для включения переносных телефонов на трассе должны быть установлены соответствующие устройства.

5.52. Все операции с задвижками при отсутствии автоматизации ведут вручную.

5.53. Приводы задвижек должны быть быстродействующими и соответствовать усилиям одного человека.

5.54. При плановом прекращении подачи нефтепродуктов по трубопроводу осмотр неработающего участка проводят три раза в сутки.

5.55. РУМНПП должны передавать местным органам власти исполнительную документацию с указанием места прохождения трассы и пересечений с местными коммуникациями для нанесения на общий план подземных сетей.

5.56. При прохождении трубопровода вблизи мест скопления людей РУМНПП совместно с местными органами власти организуют в этих местах посты милиции или специальной охраны.

5.57. РУМНПП обязаны организовать постоянный пожарный надзор за трассой трубопровода в черте города или другого населенного пункта.

5.58. В соответствии с правилами охраны магистральных трубопроводов РУМНПП представляет местным органам власти на утверждение конкретные мероприятия, связанные с охраной участка трубопровода, проходящего в черте города или другого населенного пункта, обязательные для выполнения местными жителями, организациями и предприятиями.

6. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ТРУБОПРОВОДЫ

6.1. Технологические трубопроводы на ЛПДС, перекачивающих и наливных станциях предназначены для внутриплощадочных операций с поступающими, хранящимися и откачиваемыми (отгружаемыми) нефтепродуктами.

6.2. Границы технологических трубопроводов определяют входные и выходные задвижки ЛПДС, перекачивающих и наливных станций, соответствующих участков нефтезаводских или магистральных нефтепродуктопроводов, примыкающих к площадкам.

6.3. В состав технологических трубопроводов входят внутриплощадочные нефтепродуктопроводы, 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 устанавливает проект.

6.5. Технологические трубопроводы, как правило, укладывают в грунт, арматуру и другие устройства устанавливают в колодцах.

6.6. Технологические трубопроводы проектируют, реконструируют и переустраивают в соответствии с требованиями СНиП "Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования".

6.7. При необходимости в местах примыкания технологических трубопроводов к линейной части магистральных нефтепродуктопроводов устанавливают устройство, обеспечивающее компенсацию продольных перемещений от воздействия внутреннего давления и температуры трубопроводов, что должно предусматриваться проектом.

6.8. Технологические трубопроводы по нормам расчета на прочность и устойчивость, нормам испытания и контроля сварных соединений и изоляционного покрытия относят к трубопроводам не ниже I категории.

6.9. Устанавливаемые детали стальных трубопроводов – переходники, отводы, тройники, заглушки и фланцы – должны удовлетворять требованиям СНиП

"Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования", действующим стандартам, нормам и нормалям.

6.10. Монтируют и принимают в эксплуатацию технологические трубопроводы с соблюдением общих требований приемки законченных строительством объектов в полном объеме или в составе производственных площадок магистральных нефтепродуктопроводов согласно требованиям СНиП "Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ".

6.11. На технологические трубопроводы составляют схемы, на которых арматура, оборудование, приборы и устройства должны иметь определенное обозначение и нумерацию. Утверждения и переутверждения схемы при конструктивных изменениях проводят РУМНПП.

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

6.13. На ЛПДС, перекачивающих и наливных станциях предусмотрена перекачка по отдельным трубопроводам автомобильного бензина этилированного, топлива для реактивных двигателей, дизельного топлива и автомобильного бензина неэтилированного, когда по условиям прокладки или эксплуатации нельзя обеспечить достаточно полного опорожнения труб.

6.14. Трубопроводы, подлежащие опорожнению при перекачке по ним нескольких сортов нефтепродуктов, должны быть уложены с уклоном не менее 0,002 к месту откачки или выпуска жидкости в промежуточную емкость.

Узлы трубопроводов не должны иметь тупиковых участков, способствующих образованию смеси нефтепродуктов при их последовательной перекачке.

6.15. Арматура и устройства, установленные на технологических трубопроводах, должны находиться постоянно в исправном состоянии и быть доступны осмотру.

6.16. Технологические трубопроводы, арматуру и устройства на них следует периодически осматривать и обслуживать согласно утвержденным графикам и регламентам работ. Арматуру и устройства технологических трубопроводов осматривают не реже одного раза в квартал, а на особо ответственных узлах не реже одного раза в месяц. Результаты осмотров заносят в журнал осмотров и ремонтов технологических трубопроводов.

6.17. После замера, оперативного переключения или осмотра арматуры и устройств, расположенных в колодцах, крышки последних немедленно закрывают.

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

6.19. Соединяют технологические трубопроводы сваркой или фланцами. Прокладки фланцевых соединений изготовляют из материалов, не разрушающихся при уплотнении и не проницаемых для нефтепродуктов.

7. ВОДОСНАБЖЕНИЕ

7.1. Водоснабжение перекачивающих и наливных станций осуществляют от водопроводных систем других предприятий, артезианских скважин или местных источников (реки, озера, пруда и др.).

7.2. Устройства систем водоснабжения должны соответствовать требованиям СНиП "Внутренний водопровод и канализация" и СНиП "Водоснабжение. Наружные сети и сооружения".

7.3. Водоснабжение объектов магистральных нефтепродуктопроводов в пре-

делах обслуживаемой территории осуществляют органы и учреждения санитарно-эпидемиологической службы.

7.4. Система водоснабжения должна бесперебойно обеспечивать поставку воды надлежащего качества и в необходимом количестве в соответствии с действующими нормами на производственные и бытовые объекты (сооружения, оборудование и жилпоселки), а также обеспечивать потребность в воде на пожаротушение.

7.5. Противопожарное водоснабжение должно соответствовать требованиям, изложенным в строительных нормах и правилах, указаниях по тушению нефтей и нефтепродуктов в резервуарах, а также действующих Правилах пожарной безопасности при эксплуатации предприятий Госкомнефтепродукта СССР.

7.6. Эксплуатацию артезианских скважин (колодцев) осуществляют согласно инструкции, которую обязана составить и приложить к исполнительной документации организация, соорудившая их.

7.7. Входы в водонапорные башни, водонасосные, а также люки надземных и подземных водяных резервуаров запирают. Ключи от замков хранят в установленных местах под ответственностью лиц, назначенных приказом руководителя объекта.

7.8. В машинном зале водонасосной станции должна быть вывешена общая схема водоснабжения предприятия, утвержденная старшим инженером ЛПДС или ПС, 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 пуском на номинальную мощность не менее чем на 30 мин. Резервный пожарный насос должен иметь привод от двигателя внутреннего сгорания при отсутствии второго источника электроэнергии.

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), которые наносят на схему водоснабжения.

7.11. За состоянием водоочистных сеток, водозаборных сооружений, колодцев, закрытых и открытых водоемов устанавливают 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 осматривают в сроки и в порядке, установленном соответствующими положениями и инструкциями, но не реже одного раза в 6 мес, с периодической очисткой систем водоподачи и артезианских скважин. Результаты осмотров и мероприятия по устранению обнаруженных неисправностей заносят в журнал установленной формы.

7.13. При водоснабжении из открытых водоемов воду, идущую на бытовые нужды, подвергают бактериологическому анализу и хлорируют в сроки, установленные органами санитарного надзора. Водопровод с сооружениями и оборудованием, по которому осуществляют бытовое водоснабжение, находится под контролем органов и учреждений санитарно-эпидемиологической службы в пределах обслуживаемой территории.

7.14. Подготовку системы водоснабжения к эксплуатации в зимний период осуществляют в соответствии с заранее разработанным планом мероприятий.

8. ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ

8.1. Снабжение теплом зданий и сооружений объектов магистральных нефтепродуктопроводов возможно от внешнего источника тепла или от собственной котельной.

8.2. Собственную котельную сооружают и эксплуатируют в соответствии с требованиями СНиП "Котельные установки. Нормы проектирования", Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара, горячей воды Госгортехнадзора СССР и Правил безопасности в газовом хозяйстве.

8.3. Администрация предприятия должна обеспечить содержание в исправном состоянии котлов, паронагревателей, экономайзеров, трубопроводов пара и горячей воды, а также газового хозяйства ЛПДС, перекачивающих и наливных станций и АВП. Она также отвечает за безопасные условия их работы. Техническое обслуживание, ремонт и надзор за ними организуют в полном соответствии с требованиями правил Госгортехнадзора СССР, техники безопасности, противопожарной безопасности и промсанитарии. Ответственный за безопасную эксплуатацию котлов, паронагревателей, экономайзеров, трубопроводов пара и горячей воды, а также газового хозяйства – начальник (механик) котельной. Если в штате котельной нет начальника, ответственность за безопасность теплоснабжения возлагают на одного из инженерно-технических работников ЛПДС, перекачивающих и наливных станций или АВП, обладающего достаточными знаниями и опытом работы по эксплуатации котлов, трубопроводов пара и горячей воды, а также газового хозяйства.

8.4. У инженерно-технических работников, имеющих непосредственное отношение к эксплуатации теплоэнергетического хозяйства предприятий, организуют проверку знаний правил, перечисленных в п. 8.2 настоящих Правил, и действующих на местах правил техники безопасности, промсанитарии и противопожарной безопасности.

8.5. 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.

Повторную проверку знаний обслуживающего персонала проводят не реже одного раза в год, а также при приеме на работу, переводе на обслуживание котла другого типа или переводе обслуживаемых котлов на другой вид топлива. Проверку проводит комиссия непосредственно на ЛПДС, перекачивающих и наливных станциях и др.

При переводе персонала на обслуживание котлов, работающих на газообразном топливе, проверку его знаний осуществляют в порядке, установленном Правилами безопасности в газовом хозяйстве.

8.6. Работу по монтажу котельного и газового оборудования выполняют специализированные монтажные организации.

8.7. К техническому надзору за монтажом объектов теплоснабжения допускают специалистов, имеющих законченное высшее или среднее техническое образование, прошедших обучение и успешно сдавших экзамен на знание правил Госгортехнадзора СССР и СНиП.

8.8. Законченные строительством объекты теплоснабжения принимают в промышленную эксплуатацию в соответствии с требованиями СНиП "Котельные установки. Нормы проектирования", "Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения", Правил технической эксплуатации магистральных газопроводов и других нормативных документов.

8.9. Приемка в эксплуатацию подводящих газопроводов может быть выполнена только после сноса строений и сооружений, расположенных от оси газопровода на расстоянии, не соответствующем требованиям СНиП "Нормы проектирования. Магистральные трубопроводы" и Правил проектирования и сооружения магистральных газопроводов.

8.10. Разрешение на пуск в работе вновь установленных котлов, подлежащих регистрации, дается при наличии разрешения инспектора котлонадзора.

8.11. 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;

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.

8.12. В каждой котельной должен быть утвержденный начальником ЛПДС, перекачивающей и наливной станции или АВП график работы дежурного персонала. Замена одного дежурного другим допускается лишь с разрешения лица, утвердившего график.

8.13. Уход с дежурства без сдачи смены запрещается. Сдачу и приемку смены оформляют в суточной ведомости или сменном журнале подписями сдавшего и принявшего смену дежурных.

8.14. 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.

8.15. На рабочем месте старшего по смене должны быть вывешены утвержденные старшим инженером ЛПДС или ПС схемы трубопроводов пара, воды, газа, мазута с указанием арматуры, а также производственные инструкции.

8.16. Инструкцию по эксплуатации составляют в соответствии с требованиями действующих правил на основе заводских данных и типовых инструкций с учетом опыта эксплуатации и результатов испытания оборудования, утверждают в установленном порядке и выдают под расписку эксплуатационному персоналу.

8.17. 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.

8.18. К инструкции по эксплуатации котлов должны прилагать режимные карты, составленные, как правило, наладочными организациями на основании теплотехнических испытаний котлов.

8.19. Дежурный обязан вести наиболее экономичный режим работы оборудования в соответствии с производственными инструкциями, режимными картами и оперативными требованиями.

8.20. В котельной должны вестись оперативно-эксплуатационные журналы: оперативный (сменный); распоряжений; дефектов и неисправностей оборудования, сооружений и систем; ремонтов по всем видам оборудования, сооружений и систем; по подготовке котловой воды.

8.21. Техническое обслуживание и ремонт систем автоматики теплоснабжения, как правило, выполняют представители специализированной организации или наладочной группы РУМНПП и работники объектов.

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 0,01 МПа, проверку работоспособности и настройку приборов автоматики. Проверку срабатывания устройств защиты по контролируемым параметрам осуществляют имитацией аварийных режимов.

Перед началом отопительного сезона необходимо провести ревизию автоматики, а также проверку приборов согласно инструкции по их лабораторной проверке. По окончании отопительного сезона проводят консервацию оборудования и приборов автоматики согласно инструкциям заводов-изготовителей.

8.22. Техническое обслуживание и ремонт газового оборудования должны включать два вида работ: технические осмотры (ТО) и планово-предупредительные ремонты (ППР). Капитальный ремонт оборудования не предусматривается, в необходимых случаях полностью заменяют оборудование или ремонтируют 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.

8.23. 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, считают газоопасными и осуществляют в соответствии с Правилами безопасности в газовом хозяйстве.

Наряды на проведение газоопасных работ регистрируют в специальном журнале.

К наряду выдают план, где указывают последовательность проведения работ, расстановку людей, потребность в механизмах и приспособлениях, предусматривают мероприятия, обеспечивающие безопасность работ. К плану и наряду прилагают выкопировку из исполнительного чертежа или исполнительный чертеж с указанием на нем места и характера проводимой работы.

8.24. Организуют работы по ликвидации аварий на газопроводах согласно Правилам безопасности в газовом хозяйстве и настоящим Правилам.

8.25. Техническое обслуживание и ремонт котлов и вспомогательного оборудования включают:

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.

8.26. Эксплуатационно-ремонтный персонал выполняет техническое обслуживание и ремонт по графикам, составленным в соответствующем подразделении (цехе, службе) и утвержденным руководством производственного подразделения (РУМНПП).

8.27. Капитальный ремонт котельного оборудования, как правило, выпол-

няют специализированные организации. 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 исполнителя.

8.28. В котельной необходимо следить за правильным водным режимом котлов, который обеспечивает работа установок докотловой или внутрикотловой обработки воды в соответствии с правилами котлонадзора.

Графики, инструкции и режимные карты по рациональному водно-химическому 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.

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

9. ВЕНТИЛЯЦИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПОМЕЩЕНИЙ

9.1. Производственные помещения на объектах магистральных нефтепродуктопроводов должны быть оборудованы вентиляцией, обеспечивающей в зоне пребывания работников состояние воздушной среды, соответствующее требованиям СН "Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий".

9.2. Вентиляцию подразделяют на естественную (аэрация) и механическую (принудительную).

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

9.3. Приточные и вытяжные установки размещают согласно нормам и правилам, утвержденным Госстроем СССР.

9.4. Электрооборудование вентиляционных установок, средств автоматики и КИП, токоведущих частей и заземлений должно удовлетворять требованиям Правил устройства электроустановок, Правил эксплуатации электроустановок потребителей и Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

9.5. Оборудование системы вытяжной общеобменной вентиляции и систем местного воздухообмена устанавливают в помещениях класса В-Iа во взрывобезопасном исполнении.

Оборудование приточных систем, размещенное в изолированных камерах, можно устанавливать в обычном исполнении при наличии огневых обратных клапанов за вентиляторами.

9.6. До ввода в эксплуатацию все вентиляционные установки должны быть отлажены, испытаны и отрегулированы, на них необходимо составить технические паспорта (формуляры).

Перед предпусковыми испытаниями вентиляционных установок проверяют:

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 устраняют к началу испытаний.

9.7. Во время предпусковых испытаний вновь смонтированных вентиляционных установок и системы в целом определяют фактические параметры их работы и путем регулировки доводят эти параметры до проектных значений.

Устройства естественной вентиляции и основные размеры должны соответствовать проектным данным.

9.8. Испытания вентиляционных систем следует проводить в соответствии с требованиями действующих норм и правил. Результаты этих испытаний оформляют актом.

9.9. Вентиляционные установки принимают и вводят в эксплуатацию в соответствии с требованиями СНиП "Правила производства и приемки работ. Санитарно-техническое оборудование зданий и сооружений".

К эксплуатации допускают вентиляционные системы, прошедшие предпусковые испытания. Для них должны быть предусмотрены инструкции по эксплуатации, паспорта и журналы.

9.10. Вентиляционные установки обслуживают работники, назначенные приказом либо специально допущенные лица из дежурного персонала.

9.11. Эффективность работы вентиляционных систем проверяют в соответствии с графиком, утвержденным руководством РУМНПП, не реже одного раза в год, а также после капитального ремонта и реконструкции.

Вентиляционные системы ремонтируют в соответствии с графиком ППР, утвержденным руководством РУМНПП.

9.12. Вентиляционные системы ремонтируют и чистят способами, исключающими возможность возникновения взрыва, пожара и несчастных случаев.

Подвижные элементы механизмов вентиляционных систем необходимо смазывать после их остановки. К местам смазки должен быть обеспечен безопасный и удобный доступ.

9.13. Режим эксплуатации вентиляционных систем в помещениях класса I, IIA, как правило, устанавливается автоматически и должен обеспечивать содержание взрывоопасных смесей паров нефтепродуктов с воздухом не более 20 % от нижнего предела взрываемости.

При отсутствии автоматического управления вентиляция должна работать постоянно с помощью насосов.

Вентиляционную систему включают за 15 мин до включения вспомогательного и основного оборудования насосной станции и перед входом обслуживающего персонала в помещения класса B-Ia.

Пусковые устройства вентиляционных систем ручного управления располагают у входа в помещение.

9.14. Помещения, предназначенные для вентиляционного оборудования (камеры, калориферные), запирают, а на их дверях вывешивают таблички с надписями, запрещающими вход посторонним лицам. Использовать эти помещения для посторонних целей не допускается.

9.15. Ответственность за исправность, правильное использование и органи-

зацию технического обслуживания и ремонта вентиляционных установок возлагают на механика объекта.

Общее техническое руководство и контроль за эксплуатацией, а также за своевременным и качественным ремонтом вентиляционных установок возлагают на службы главного механика РУМНПП и УМНПП.

9.16. В камерах с задвижками и другим технологическим оборудованием (колодцы технологических трубопроводов с наземными надстройками), в канализационных насосных, а также в замерных пунктах и помещениях регулирования давления и расходов нефтепродуктов вытяжная вентиляция должна быть естественная из верхней зоны в объеме 1/3 и механическая (периодического действия) из нижней зоны в объеме 2/3 удаленного воздуха. Приточная вентиляция всегда естественная.

9.17. Кратность воздухообмена в помещениях объектов магистральных нефтепродуктопроводов, в которых выделяются пары нефтепродуктов, согласно Указаниям по строительному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтяной и газовой промышленности, а также СНиП в зависимости от сорта перекачиваемого нефтепродукта должна быть не менее:

дизельное топливо (при отсутствии сернистых соединений) – 5 обменов в 1 ч, при наличии сернистых соединений 7 обменов в 1 ч;

топливо для реактивных двигателей – 5 обменов в 1 ч;

бензин (при отсутствии сернистых соединений) – 6 обменов в 1 ч; при наличии сернистых соединений – 8 обменов в 1 ч;

этилированный бензин – 13,5 обменов в 1 ч.

9.18. Концентрацию паров нефтепродуктов в производственных помещениях определяют в местах, предусмотренных РУМНПП.

9.19. В случае выхода из строя или недостаточной эффективности вентиляции в производственных помещениях, где могут выделяться пары нефтепродуктов, необходимые операции следует проводить в фильтрующих или шланговых противогазах.

10. КАНАЛИЗАЦИЯ И ОЧИСТНЫЕ СООРУЖЕНИЯ

10.1. На ЛПДС, перекачивающих и наливных станциях магистральных нефтепродуктопроводов используют, как правило, две системы канализации: производственно-дождевую и хозяйственно-бытовую.

Производственно-дождевая канализация относится к категории взрыво- и пожароопасных объектов.

При количестве хозяйственно-фекальных сточных вод до 5 $м^3$/сут отдельная канализация для них не обязательна.

Спуск воды от душевой и умывальников разрешается в производственную канализацию. Для фекалий должны быть предусмотрены выгребные ямы с устройствами, препятствующими загрязнению почвы.

На промежуточных перекачивающих станциях допускается сбор утечек нефтепродуктов в отдельные местные сборники с последующей их утилизацией и сбросом отстоявшейся воды в пруд-накопитель, расположенный, как правило, вне территории.

10.2. Соединение разных по назначению систем канализации не допускается.

10.3. Сбрасывать шлам, образовавшийся при чистке резервуаров, в сеть канализации не допускается.

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

10.5. На ЛПДС, перекачивающих и наливных станциях магистральных нефтепродуктопроводов предусматривают комплекс сооружений для очистки сточных вод с пропускной способностью, установленной проектом.

10.6. Сооружения для очистки сточных вод состоят из песколовок, нефтеловушек, флотационных установок, фильтров, прудов-отстойников и т.д. Они должны обеспечивать степень очистки согласно требованиям санитарно-эпидемиологической службы и бассейновой инспекции.

10.7. Производственно-дождевую канализацию и очистные сооружения эксплуатируют в соответствии с требованиями действующих Правил эксплуатации очистных сооружений и местных инструкций.

10.8. При эксплуатации очистных сооружений степень очистки сточных вод контролируют в соответствии с условиями, принятыми в согласованных документах.

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

10.10. В сеть производственно-дождевой канализации отводят воды:

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

атмосферные (талые и дождевые), стекающие с территории открытых площадок, наливных эстакад, а также воды, использованные при тушении пожаров на территории резервуарных парков.

10.11. Место спуска сточных вод в водоемы в районах массового нереста рыб согласовывают для каждой ЛПДС, перекачивающей или наливной станции дополнительно с органами рыбоохраны.

10.12. Все помещения, расположенные ниже уровня высоких грунтовых вод, периодически осматривают. Водоотливные механизмы, установленные в этих помещениях, находятся в постоянной готовности к действию.

10.13. К началу паводков ливнеотводные сети перекачивающих и наливных станций осматривают и подготавливают к эксплуатации. Отверстия для прохода трубопроводов, кабелей и вентиляционных каналов, расположенные ниже грунтовых вод, необходимо уплотнять.

10.14. При подготовке к зиме обслуживающий персонал обязан проверить состояние колодцев с гидравлическими затратами на канализационной сети и при необходимости их отремонтировать, очистить от шлама и утеплить.

10.15. Условия эксплуатации комплекса очистных сооружений регистрируют в журналах технического обслуживания и учета их работы.

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

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

10.18. Гидравлические затворы необходимо предусматривать на линии выхода от каждого резервуара или группы резервуаров (за пределами обвалования), на линии канализации (до нефтеловушки и после нее), а также в местах подключения к канализационной линии насосных, камер переключений и помещений других технологических установок.

Уровень гидравлического затвора должен быть постоянным (не менее 0,25 м).

10.19. Для сохранения расчетной пропускной способности канализационных

коммуникаций необходима профилактическая или аварийная прочистка канализационной сети от осевших в ней осадков. Очистку проводят не реже одного раза в год согласно плану мероприятий по подготовке к зиме.

10.20. Профилактическую прочистку следует проводить гидравлическим или механическим способами, начиная с верхних участков и боковых линий.

Аварийную прочистку проводят в случае закупорки канализационной сети.

10.21. Очистные сооружения обслуживает специально обученный персонал (служба).

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 поступающих и выходящих сточных вод.

Особое внимание необходимо уделить работе канализационных коммуникаций и сооружений в зимнее время вследствие обледенения и снежных заносов.

11. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

11.1. На объектах магистральных нефтепродуктопроводов в качестве основного вида следует использовать электрическую энергию, получаемую от территориальных энергосистем Минэнерго СССР.

В отдельных случаях для привода основного оборудования (насосов) можно применять газотурбинные двигатели и двигатели внутреннего сгорания, для привода вспомогательного оборудования – собственные источники электроснабжения.

11.2. Схемы электроснабжения объектов магистральных нефтепродуктопроводов состоят из элементов внешнего и внутреннего электроснабжения.

К элементам внешнего электроснабжения относятся: линии электропередачи (ЛЭП) напряжением 6, 10, 20, 35, 110, 220 кВ; силовые трансформаторы напряжением 35, 110, 220/6, 10 кВ; открытые распределительные устройства (ОРУ) напряжением 35–220 кВ.

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

К элементам внутреннего электроснабжения относятся: питающие линии напряжением 6, 10 кВ (кабельные или воздушные); 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 нефтепродуктопроводов относятся кабельные и воздушные линии электропередач.

11.3. Границы обслуживания между элементами внешнего электроснабжения устанавливают в договоре на отпуск и потребление электроэнергии.

11.4. Схемы электроснабжения выбирают при проектировании новых, реконструкции или расширении действующих объектов магистральных нефтепродуктопроводов в соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ).

11.5. Категории потребителей электроэнергии определяют проектные организации в соответствии с ПУЭ.

11.6. Электроустановки проектируют с учетом перспективного развития нефтепродуктопроводного транспорта.

11.7. На насосных и наливных станциях необходимо иметь резервный автономный источник электроснабжения от двигателя внутреннего сгорания мощ-

ностью 200–300 кВт, напряжением 380/220 В. При наличии второго независимого источника электроэнергии по ЛЭП резерва можно не предусматривать.

11.8. Все электроустановки должны быть выполнены согласно проекту, в соответствии с требованиями действующих ПУЭ.

11.9. Трассы кабельных линий необходимо прокладывать в местах, исключающих влияние высоких температур, попадание на них нефтепродуктов, воды, а также возможность механических повреждений.

11.10. Вводы и выводы кабельных линий из взрывоопасных помещений должны быть герметично заделаны в соответствии с ПУЭ и инструкцией по монтажу электрооборудования во взрывоопасных зонах.

11.11. Кабельные каналы должны иметь естественную вентиляцию.

11.12. Для открытых линий электропередач следует предусматривать молниезащиту, выполненную в соответствии с ПУЭ.

11.13. Основные задачи службы электроснабжения УМНПП и РУМНПП следующие:

обеспечение бесперебойного электроснабжения объектов магистральных нефтепродуктопроводов;

соблюдение удельных норм расхода электроэнергии;

совершенствование эксплуатации электроустановок;

анализ затрат по статье издержек на электроэнергию;

своевременное и качественное проведение планово-предупредительных ремонтов;

разработка и внедрение мероприятий по экономии энергоресурсов.

11.14. В своей деятельности персонал, обслуживающий электроустановки, руководствуется:

Правилами устройства электроустановок;

Правилами технической эксплуатации и безопасности электроустановок потребителей и Правилами пользования электрической и тепловой энергией;

Правилами технической эксплуатации электрических станций, подстанций и сетей;

заводскими инструкциями по монтажу и эксплуатации электрооборудования и электроустановок;

местными инструкциями по эксплуатации и правилами безопасности электроустановок;

настоящими Правилами.

11.15. Самостоятельные (отдельные) объекты магистральных нефтепродуктопроводов – потребители электроэнергии должны иметь надежные каналы связи с диспетчерскими пунктами энергосистем.

Эксплуатация оборудования и средств связи с энергосистемами проводится цехами и участками управлений связи госкомнефтепродуктов союзных республик.

11.16. На каждом объекте магистрального нефтепродуктопровода – потребителя электроэнергии из числа специально подготовленного электротехнического персонала (ИТР) приказом назначают лиц, ответственных за техническое состояние всего электрохозяйства в соответствии с ПТЭ электроустановок потребителей.

11.17. Техническое обслуживание и ремонт электроустановок проводят в соответствии с производственными инструкциями, утвержденными руководством РУМНПП, УМНПП, инструкциями заводов-изготовителей электрооборудования, правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей.

11.18. Обслуживающий персонал необходимо обеспечить 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.

11.19. На объектах магистральных нефтепродуктопроводов организуют учет электроэнергии для:

определения количества электроэнергии, получаемой от электроснабжающей организации;

установления, уточнения и контроля удельных норм расхода электроэнергии на 1 т наливаемого нефтепродукта, на 1 т·км или 1000 т·км перекачиваемого нефтепродукта;

контроля потребления и выработки реактивной мощности;

определения средневзвешенного коэффициента мощности предприятия.

11.20. Учет активной и реактивной мощности для расчетов с электросистемой предусматривается на вводах потребителей напряжением 6, 10 кВ.

11.21. Внутренний учет активной и реактивной мощностей предусматривают на отходящих линиях напряжением 6, 10 кВ, питающих электродвигатели основных и подпорных насосов, а также КТП жилых поселков.

Электроэнергию измеряют с целью контроля за:

правильной и рациональной эксплуатацией электрохозяйства;

поддержанием установленного режима работы электрооборудования;

технологическим процессом основных агрегатов и качеством получаемой или вырабатываемой электроэнергии;

температурой изоляции.

11.22. Расход электроэнергии на объектах магистральных нефтепродуктопроводов нормируют в соответствии с действующей в системе Госкомнефтепродукта СССР методикой расчета удельных норм расхода электроэнергии для работы трубопроводного транспорта.

12. ЗАЩИТА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ

12.1. Металлические сооружения магистрального нефтепродуктопровода необходимо защищать от коррозии (почвенной, вызываемой блуждающими токами, атмосферной, внутренней).

12.2. Защиту металлических сооружений от почвенной коррозии осуществляют комплексно: защитными покрытиями (пассивная защита) и средствами электрохимической защиты (активная защита) в соответствии с требованиями ГОСТ 9.015–74, ГОСТ 25812–83 и СНиП "Нормы проектирования. Магистральные трубопроводы".

Пассивную и активную защиту от коррозии предусматривают проектом.

12.3. Срок включения средств электрохимической защиты (ЭХЗ) с момента укладки участков трубопровода (сооружения) в грунт должен быть минимальным и не превышать 1 мес. Дренажную защиту следует включать в работу одновременно с укладкой участков трубопровода (сооружения) в грунт.

12.4. Магистральный нефтепродуктопровод по электропроводности должен быть непрерывным. В узлах подключения отводов к объектам потребления и распределения (нефтебазам) устанавливают изолирующие фланцы.

12.5. Средства ЭХЗ выбирают в зависимости от условий прокладки сооружений 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 ЭХЗ должна обеспечивать требуемые поляризационные (защитные) потенциалы от минус 1,1 до минус 0,85 В (относительно неполяризующегося медно-сульфатного электрода сравнения) без учета естественного потенциала материала сооружений.

На действующих стальных изолированных трубопроводах катодную поляризацию выполняют таким образом, чтобы среднее значение разности потенциалов между трубой и грунтом (включающее поляризационную и омическую составляющие) при измерении с помощью медно-сульфатного электрода сравнения находилось в пределах от минус 0,87 до минус 2,5 В.

Катодную поляризацию подземных металлических сооружений средствами ЭХЗ осуществляют так, чтобы исключалось вредное влияние ее на соседние подземные металлические сооружения.

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

12.8. При совместной защите подземных металлических инженерных сооружений (трубопроводов и кабеля связи) подключение их к средствам электрохимзащиты осуществляют с помощью универсальных блоков.

12.9. Анодные заземления и протекторы следует устанавливать ниже глубины промерзания грунта в местах с наименьшим удельным сопротивлением. Место подключения 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 с наземного и воздушного транспорта.

12.11. Защиту протекторами днища и нижнего пояса стальных резервуаров выполняют в соответствии с Правилами эксплуатации металлических резервуаров для нефти и нефтепродуктов и руководством по их ремонту.

Защиту кровли, ферм, верхних поясов и понтона осуществляют специальными покрытиями.

12.12. Нетоковедущие части устройств ЭХЗ заземляют в соответствии с Правилами устройства электроустановок. Защитные заземления средств ЭХЗ должны соответствовать требованиям этих правил и содержаться в исправном состоянии.

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

12.14. Эксплуатацию средств ЭХЗ нефтепродуктопроводов от коррозии, а также контроль за коррозионным состоянием подземных металлических сооружений проводят службы электрохимической защиты нефтепродуктопроводов от коррозии УМНПП и РУМНПП, которые в своей работе руководствуются действующими в системе Госкомнефтепродукта СССР Положением о службе электрохимической защиты нефтепродуктопроводов от коррозии, Положением о планово-предупредительном ремонте средств электрохимической защиты нефтепродуктопроводов, нормами и правилами.

12.15. Методическое и организационно-техническое руководство службами электрохимической защиты ЛПДС и РУМНПП ведет производственный отдел (служба) электрохимической защиты УМНПП.

12.16. В ведении персонала службы ЭХЗ нефтепродуктопроводов 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 коррозией подведомственных нефтепродуктопроводов и других металлических сооружений УМНПП;

коррозионно-измерительная техника;

контрольно-измерительные колонки (катодные выводы) и т.д.

12.17. Линии электропередач напряжением 0,23; 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.

12.18. Служба 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 табелем оснащенности оборудованием и материалами служб ЭХЗ, утвержденным Госкомнефтепродуктом СССР;

передвижные лаборатории ЭХЗ.

12.19. 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 25812–83;

составление графиков ППР средств ЭХЗ и обеспечение их выполнения;

ведение технической документации на средства ЭХЗ по установленной форме;

контроль за монтажом и наладка вводимых в эксплуатацию средств ЭХЗ;

внедрение мероприятий, повышающих надежность и долговечность применяемых средств ЭХЗ;

контроль за коррозией действующих нефтепродуктопроводов, коммуникаций, перекачивающих станций 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, открываемых 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 изоляционным покрытием строящихся и ремонтируемых нефтепродуктопроводов, проверка состояния изоляции методом катодной поляризации;

представление сведений для прогнозирования капитального ремонта нефтепродуктопроводов.

12.20. Коррозионное состояние подземных металлических сооружений определяют в контрольно-измерительных пунктах, устанавливаемых:

через каждый километр вдоль всей трассы нефтепродуктопровода;

в местах подключения средств ЭХЗ;

на переходах через водные преграды и под автомобильными и железными дорогами (с самостоятельным выводом от трубопровода и футляра);

на пересечениях с металлическими трубопроводами, кабелями и в других характерных точках (овраги, балки, места повышенной влажности).

12.21. Поляризованные (защитные) потенциалы необходимо измерять не реже двух раз в год с целью определения:

эффективности всей системы защиты от коррозии;

необходимых изменений схемы активной защиты и режимов ее эксплуатации;

участков, особо опасных в коррозионном отношении;

сроков ремонта изоляционных покрытий по участкам.

Электрические измерения проводят по графику, установленному УМНПП, РУМНПП, а также во всех случаях изменения схем и режимов работы устройств ЭХЗ или электрифицированных участков железных дорог в зоне нефтепродуктопровода (или изменения режима работы этих участков), прокладки новых или реконструкции старых соседних подземных металлических сооружений.

12.22. Техническое обслуживание устройств ЭХЗ проводят не реже:

четырех раз в 1 мес на устройствах дренажной защиты;

двух раз в 1 мес на устройствах катодной защиты;

одного раза в 6 мес на контролируемых протекторных установках.

Средства ЭХЗ ремонтируют по графику ППР, составленному в соответствии с Положением о планово-предупредительном ремонте.

12.23. Сведения о работе ЭХЗ и причины ее отказа, показания приборов катодных и дренажных установок, результаты измерения разности потенциалов "сооружение – земля" в точке дренажа записывают в журнал контроля работы, находящийся внутри установки ЭХЗ.

Полученные данные в течение дня передают руководителю службы электрохимической защиты РУМНПП для записи в сводный журнал работы средств ЭХЗ.

Один раз в квартал сведения о работе средств ЭХЗ передают руководителям службы в УМНПП, РУМНПП и в другие управления, имеющие магистральные нефтепродуктопроводы.

Контроль за техническим обслуживанием средств электрохимической защиты, качеством выполняемых работ и правильностью заполнения журналов осуществляют ИТР служб электрохимической защиты УМНПП, РУМНПП раз в квартал с записью в журнал результатов проверки контроля.

12.24. Если участок нефтепродуктопровода, на котором ведут капитальный ремонт, расположен близко к месту подключения дренажного провода (кабеля) установки ЭХЗ, то необходимо отключить установку, а дренажный провод отсоединить от ремонтируемого нефтепродуктопровода.

После окончания ремонта устройства ЭХЗ необходимо восстановить и включить в работу. Перерыв в работе установок ЭХЗ не должен превышать 12 ч.

12.25. Земляные работы, связанные с отключением и восстановлением ЭХЗ (подсоединение дренажных проводов, электрических перемычек), а также работы по восстановленчю контрольно-измерительных колонок должны быть предусмотрены в смете капитального ремонта нефтепродуктопровода.

12.26. При проведении 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.

12.27. К выполнению работ по эксплуатации устройств ЭХЗ с питанием от сети напряжением до 1000 В допускают лиц, имеющих квалификационную группу по технике безопасности не ниже III и сдавших экзамены в установленном порядке.

12.28. При эксплуатации устройств ЭХЗ обслуживающий персонал необходимо обеспечить индивидуальными защитными средствами: изолирующими подставками, резиновыми ковриками, диэлектрическими галошами, ботами и перчатками, инструментом с изолированными ручками, указателями напряжения, прошедшими электрические испытания в сроки согласно правилам устройств электроустановок и правилам техники безопасности.

12.29. Электрические измерения в контрольно-измерительных пунктах, расположенных у проезжей части дороги, на рельсах трамвая или электрифицированной

железной дороги, проводят два человека, один из которых следит за безопасностью работ и ведет наблюдение за движением транспорта.

12.30. При подключении дренажного кабеля его следует подсоединить сначала к клемме дренажной установки при выключенном положении рубильника, а затем к путевому дросселю или минусовой шине тяговой подстанции (в присутствии представителя железной дороги).

12.31. При совместной защите параллельно уложенных магистральных трубопроводов и кабелей связи, принадлежащих разным ведомствам, соблюдают следующие условия:

все средства ЭХЗ в одной точке дренажа должны относиться к одной из эксплуатирующих организаций;

для анализа степени защищенности трубопроводов и принятия мер к ее повышению во всех эксплуатирующих организациях должны быть графики замеров поляризованных защитных потенциалов всех параллельно уложенных трубопроводов и кабелей связи.

13. ЗАЩИТА ОТ СТАТИЧЕСКОГО ЭЛЕКТРИЧЕСТВА И МОЛНИЕЗАЩИТА

13.1. Сооружения магистральных нефтепродуктопроводов должны быть защищены от прямых ударов молнии, ее вторичных проявлений и от статического электричества, возникающего в процессе движения нефтепродуктов, в соответствии с действующими нормами и руководящими документами.

13.2. Защита от статического электричества трубопроводов, расположенных на наружных эстакадах, должна отвечать требованиям действующей Инструкции по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений.

13.3. Максимальные скорости движения электризующихся жидкостей в трубопроводах и емкостях в зависимости от электрических свойств жидкости и напряженности электрического поля в газовом пространстве емкости ограничивают согласно требованиям Правил эксплуатации металлических резервуаров для нефти и нефтепродуктов и руководств по их ремонту и Правил технической эксплуатации нефтебаз.

13.4. Заземляющие устройства для защиты от статического электричества объединяются с заземляющими устройствами для электрооборудования и должны соответствовать требованиям действующих Правил устройства электроустановок.

Для армированных или электропроводных рукавов обвивки не требуется при условии обязательного соединения арматуры или электропроводного резинового слоя с заземленным нефтепродуктопроводом и металлическим наконечником рукава.

13.5. Для защиты от статического электричества необходимо заземлять металлическое оборудование, резервуары, нефтепродуктопроводы, сливоналивные устройства, предназначенные для транспортирования, хранения и отпуска легковоспламеняющихся и горючих жидкостей. Система заземления должна представлять на всем протяжении непрерывную электрическую цепь.

13.6. Из общей системы заземления необходимо выделять и заземлять каждый отдельный аппарат – источник интенсивного и быстрого возникновения опасных потенциалов статического электричества (сливоналивные устройства, насосы и т.д.). Отдельно заземляют также одиночно установленные емкости и аппараты, если они не присоединены к общей системе заземления. Последовательное включение в заземляющую систему не допускается.

13.7. Согласно Правилам защиты от статического электричества в производствах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности необходимо заземлять резервуары: объемом более 500 $м^3$ – не менее чем в двух диаметрально противоположных местах; объемом 5000 $м^3$ и 10000 $м^3$ – в четырех местах на равном расстоянии друг от друга; больших объемов – через каждые 30 м периметра.

13.8. На сальниковых компенсаторах и шарнирных соединениях устанавливают шунтирующие перемычки из гибкого многожильного провода. Минимальное сечение заземляющих проводов из стали должно быть не менее 25 $мм^2$, из меди – 16 $мм^2$.

13.9. Металлические эстакады для нефтепродуктопроводов должны быть электрически соединены с проходящими по ним трубопроводами через каждые 200–300 м и иметь надежное заземление в начале и в конце.

13.10. Рельсы железнодорожных путей в пределах наливного фронта должны быть электрически соединены между собой и надежно заземлены.

13.11. Резиновые или изготовленные из неэлектропроводных материалов рукава с металлическими наконечниками, предназначенные для налива нефтепродуктов в железнодорожные цистерны и суда, следует заземлять снаружи или внутри с помощью медной многожильной гибкой проволоки диаметром не менее 2 мм с шагом витка не более 10 см путем присоединения одного конца ее к металлическим частям сливоналивной коммуникации, а другого – к наконечнику рукава.

13.12. Корпуса судов, на которых транспортируют нефтепродукты, до начала наливных операций соединяют с причалом и заземляют кабелем достаточной длины и площадью сечения не менее 16 $мм^2$ согласно Правилам классификации и постройки судов внутреннего плавания.

Танкеры и причалы снабжают щитками заземления и кабелем, баржи для налива нефтепродуктов – щитками заземления или специально приваренными к корпусу зажимами.

Заземление производится до соединения трубопроводов (рукавов) причала с судном, а снимается после разъединения трубопроводов (рукавов).

Заземленным считается оборудование при сопротивлении заземления не более 100 Ом. Это должно быть проверено и указано в актах приема судна и причала в эксплуатацию перед началом навигации.

Грузовые и зачистные трубопроводы судов I и II групп должны быть соединены с корпусом судна, а их фланцы замыкают перемычками сечением не менее 500 $м^2$.

13.13. Отсоединять и присоединять кабели заземления во время наливных операций запрещается.

13.14. Во избежание опасности искровых разрядов наличие на поверхности нефтепродуктов незаземленных электропроводных плавающих предметов не допускается.

На применяемых поплавковых или буйковых уровнемерах поплавки изготовляют из электропроводного материала и надежно заземляют.

При эксплуатации резервуаров с металлическими или изготовленными из синтетических материалов понтонами электропроводящие элементы понтонов должны быть надежно заземлены.

13.15. Нефтепродукты следует закачивать в резервуары ниже уровня находящегося в них остатка.

13.16. Нефтепродукты наливают в железнодорожные цистерны, суда и другие емкости таким образом, чтобы не допускать их разбрызгивания и распыления.

13.17. Запрещается проведение работ внутри емкостей, где возможно соз-

дание взрывоопасных паро-, газо- и пылевоздушных смесей, в комбинезонах, куртках и другой верхней одежде из электризующихся материалов. Работы разрешается проводить только в спецодежде.

13.18. Резервуары защищают от прямых ударов молнии, ее вторичных проявлений и заноса высоких потенциалов по трубопроводам в соответствии с требованиями Инструкции по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений.

13.19. В качестве заземлителя для защиты от прямых ударов молнии заглубленных в землю резервуаров разрешается использовать магниевые протекторы, предназначенные для защиты от коррозии, с соблюдением следующих условий: стальной стержень протектора и присоединяемый к нему проводник токоотвода должны быть оцинкованными и иметь диаметр не менее 6 мм, а при высокой агрессивности грунтов – не менее 8 мм. Стержень протектора и проводник токоотвода соединяют сваркой внахлест на длину, равную не менее шести диаметров проводника; импульсное сопротивление растеканию тока заземлителя должно быть не более 50 Ом.

13.20. Для защиты резервуаров от электромагнитной индукции подведенные к нему трубопроводы, кабели в металлическом корпусе и другие протяженные металлические конструкции, расположенные друг от друга на расстоянии 10 см и менее, соединяют через каждые 25–30 м перемычками определенного сечения.

13.21. Молниеприемники изготовляют 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.

В целях защиты от коррозии молниеприемники оцинковывают, лудят или красят. Соединение молниеприемников с токоотводом должно быть сварным (при невозможности сварки допускается соединение на болтах).

13.22. Во время грозы запрещается приближаться к молниеотводам ближе чем на 4 м. Об этом должны предупреждать надписи на табличках, вывешенных около резервуаров и отдельно стоящих молниеотводов. После каждой грозы или сильного ветра все устройства молниезащиты необходимо осмотреть и обнаруженные повреждения немедленно устранить.

13.23. При эксплуатации молниезащитных устройств необходимо систематически наблюдать за их состоянием; график планово-предупредительных работ должен отражать техническое обслуживание (ревизию), текущие и капитальные ремонты этих устройств.

13.24. Лица, проводящие ревизию молниезащиты, составляют акт осмотра и проверки с указанием обнаруженных дефектов и разрабатывают мероприятия по их устранению.

13.25. Средства защиты от статического электричества и молниезащиты должны приниматься одновременно с технологическим оборудованием в соответствии с требованиями СНиП "Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов". На каждое заземляющее устройство заводят паспорт.

13.26. Ответственность за неисправное 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.

13.27. Осмотр и текущий ремонт защитных устройств необходимо проводить одновременно с осмотром и текущим ремонтом технологического оборудования, электрооборудования и электропроводки. Электрические сопротивления заземляющих устройств для защиты от статического электричества измеряют два раза

в год – летом при наибольшем просыхании 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.

13.28. Быстроизнашивающиеся узлы защитных устройств (защитное оборудование сливоналивных шлангов и т.д.) необходимо постоянно контролировать, своевременно ремонтировать и обновлять в установленные сроки.

13.29. Заземляющие устройства для защиты от статического электричества, применяемые на причалах и судах, осматривают и испытывают в соответствии с установленной нормативной документацией для этого вида оборудования.

14. ОБЕСПЕЧЕНИЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СВЯЗЬЮ

14.1. Непрерывную, качественную производственно-технологическую связь для объектов магистральных нефтепродуктопроводов обязаны обеспечивать управления связи госкомнефтепродуктов союзных республик.

14.2. Производственно-технологическая связь нефтепродуктопроводов должна обеспечивать:

диспетчерскую телефонную связь Главного управления нефтепродуктопроводов Госкомнефтепродукта РСФСР с диспетчерскими пунктами управлений магистральными нефтепродуктопроводами и других управлений, имеющих магистральные нефтепродуктопроводы, а также РУМНПП;

диспетчерскую телефонную связь диспетчерских пунктов управлений магистральными нефтепродуктопроводами и других управлений, имеющих магистральные нефтепродуктопроводы, с диспетчерскими пунктами районных управлений магистральными нефтепродуктопроводами, оперативными пунктами, ЛПДС, перекачивающими и наливными станциями, АВП, нефтеперерабатывающими заводами, а также связь смежных управлений между собой;

диспетчерскую телефонную связь районного управления магистральных нефтепродуктопроводов с ЛПДС, перекачивающими и наливными станциями, БПО, АВП, ремонтными, эксплуатационными и другими службами нефтепродуктопровода, пунктами замера транспортируемых и хранимых нефтепродуктов, пунктами контроля последовательной перекачки, пунктами пуска и приема средств очистки и разделителей, линейными ремонтерами, специальными транспортными средствами, оборудованными установками двусторонней связи, транспортными организациями и предприятиями, связанными с отгрузкой нефтепродуктов, а также с районными управлениями и службами, нефтебазами, подключенными к отводам от магистральных нефтепродуктопроводов;

оперативно-производственную телефонную и телеграфную связь руководства, управлений и отделов госкомнефтепродуктов союзных республик, а также ЦКБ АСУнефтепродукт Госкомнефтепродукта РСФСР с управлениями магистральных нефтепродуктопроводов и другими управлениями, имеющими магистральные нефтепродуктопроводы, управлений с подчиненными им службами, а также смежных управлений между собой;

телефонную связь селекторных совещаний головных организаций нефтепродуктообеспечения с УМНПП и другими управлениями, имеющими магистральные нефтепродуктопроводы;

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;

телефонную связь между смежными перекачивающими и наливными станциями;

пожарную сигнализацию и радиофикацию перекачивающих и наливных станций;

радиотелефонную связь мест аварий с ближайшими БПО, ЛПДС, перекачивающей или наливной станцией.

В число абонентов оперативно-производственной телефонной связи входят все руководящие и оперативные работники головных организаций нефтепродуктообеспечения, несущие персональную ответственность за своевременное выполнение производственных заданий. Отдельные руководящие работники производственных предприятий (начальники, главные инженеры, заместители, главные энергетики, главные механики УМНПП, руководители РУМНПП, БПО, ЛПДС, перекачивающих и наливных станций, АВП и нефтебаз) дополнительно должны иметь служебные квартирные телефоны.

14.3. Кроме производственно-технологической связи магистральных нефтепродуктопроводов на подстанциях перекачивающих станций напряжением 35/6, 10; 110/6; 10; 110/35/6, 10 кВ необходима оперативно-диспетчерская связь этих подстанций с диспетчерскими пунктами и питающими подстанциями энергосистемы согласно технологическим условиям последних.

14.4. Линии производственно-технологической связи служат для централизованного управления и являются технической базой для автоматизированной системы управления (АСУ) трубопроводного комплекса.

14.5. Кабели подводных переходов необходимо прокладывать в отдельных траншеях.

14.6. Защиту от коррозии кабельной линии производственно-технологической связи, находящейся вблизи нефтепродуктопровода, предусматривают совместно с защитой трубопровода.

Для кабельной линии, удаленной от трубопровода на расстояние более 40 м, совместную защиту не предусматривают.

14.7. Связь линейных ремонтеров должна обеспечивать быструю передачу информации сменному инженеру (оператору) ЛПДС, перекачивающей или наливной станции или диспетчеру нефтепродуктопроводного управления с трассы нефтепродуктопровода.

На трассе магистрального нефтепродуктопровода или ее ответвлениях через 3 км устанавливают выводные колонки для включения переносного аппарата обходчика и для подключения связи непосредственно с трассы в случае аварии.

14.8. Система радиорелейной линии связи нефтепродуктопровода, организованная в комплексе с ультракоротковолновой (УКВ) радиосвязью, должна обеспечить устойчивую двустороннюю связь с линейными объектами нефтепродуктопровода (а также ремонтным персоналом РУМНПП, находящимся на линии).

14.9. Диспетчерская связь должна действовать круглосуточно. На случай повреждения диспетчерской связи предусматривают замену ее средствами связи других ведомств, по согласованию с последними. При перерыве в работе диспетчерской связи более 2 ч перекачку по нефтепродуктопроводу останавливают. В данном случае ответственность за перебой в перекачке нефтепродуктов возлагают на работников Управлений связи госкомнефтепродуктов союзных республик.

14.10. На вновь строящихся узлах для местной связи следует применять только автоматические телефонные станции (АТС).

14.11. Местные телефонные станции связывают соединительными линиями

с ближайшими узлами связи Министерства связи СССР, Министерства путей сообщения, Миннефтепрома СССР, а также с узлами связи энергосистемы и пожарной охраны.

14.12. Абонентам местной связи, участвующим в технологическом процессе транспортирования нефтепродуктов, предоставляют право выхода на дальнюю оперативно-производственную связь нефтепродуктопровода.

14.13. Для внутриплощадочной связи на перекачивающей и наливной станциях прокладывают комплексную кабельную телефонную связь.

14.14. Для внутрипроизводственных нужд на площадках перекачивающих и наливных станций необходимы диспетчерский пункт и громкоговорящие установки служебного назначения.

14.15. Собственные электростанции перекачивающих и наливных станций и вспомогательное оборудование для перекачки воды, топлива и масла, расположенные в обособленных помещениях, должны быть связаны с операторной или машинным залом телефоном со звуковым сигналом.

14.16. Во взрывоопасных местах (насосный цех, наливная эстакада, резервуарный парк и т.п.) телефонные аппараты и вводы телефонных линий должны быть во взрывобезопасном исполнении.

14.17. Порядок пользования связью устанавливает и закрепляет соответствующими договорами Управление связи по согласованию с УМНПП и РУМНПП.

14.18. Управление связи организует и эксплуатирует производственно-технологическую связь, а также реконструирует, налаживает и ремонтирует средства этой связи.

14.19. Обслуживание осуществляют, как правило, по участкам связи с учетом границ обслуживания УМНПП, РУМНПП, ЛПДС, перекачивающих и наливных станций БПО и АВП.

14.20. Ремонт линий и устройств связи, связанный с временным прекращением диспетчерской связи, необходимо согласовывать с главным инженером УМНПП или РУМНПП с предоставлением диспетчерской связи по обходным линиям.

14.21. Контрольные измерения на линиях связи следует проводить в соответствии с нормами и правилами Министерства связи СССР и инструкцией, согласованной с главным инженером УМНПП или РУМНПП.

14.22. Каждая неисправность линейных сооружений или оборудования связи, вызвавшая прекращение связи по одной или нескольким цепям, единственным на данном направлении, считается аварией и должна быть немедленно устранена работниками служб связи.

Неудовлетворительная слышимость, равноценная потере связи, также считается аварией и подлежит немедленному исправлению работниками служб связи.

14.23. При повреждениях должны быть срочно приняты меры к выявлению их причины и восстановлению нормальной связи.

14.24. Дежурный технический персонал служб связи обязан немедленно доложить об аварии (повреждении) и принятых мерах по ее ликвидации начальнику узла связи и диспетчеру УМНПП, РУМНПП.

При длительности аварии (повреждения) до 15 мин сообщение узла связи о ее возникновении может быть сделано после устранения неисправности, но не позже чем через 30 мин после восстановления связи.

14.25. В случае аварии связи на магистральном нефтепродуктопроводе длительностью более 1 ч технические руководители узла связи обязаны доложить руководству Управления связи и УМНПП или РУМНПП.

14.26. Каждый случай простоя вследствие аварии или повреждения каналов связи должны расследовать с привлечением заинтересованных лиц.

14.27. В аварийных ситуациях на электроустановках перекачивающих или наливных станций персоналу служб главного энергетика с паролем "Аварийно" каналы производственной связи предоставляют вне очереди.

При оперативных переключениях на электроустановках перекачивающих или наливных станций персоналу службы главного энергетика с паролем "Оперативно" каналы производственной связи предоставляют вне очереди.

14.28. В аварийных ситуациях на объектах магистрального нефтепродуктопровода персоналу соответствующих служб с паролем "Аварийно" каналы производственной связи предоставляют вне очереди.

При оперативных переключениях на перекачивающих станциях и магистральных нефтепродуктопроводах, а также на наливных станциях персоналу оперативно-диспетчерской службы с паролем "Оперативно" каналы производственной связи предоставляют вне очереди.

15. ПРИЕМ, ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ, ОТГРУЗКА И ПОСТАВКА НЕФТЕПРОДУКТОВ УПРАВЛЕНИЯМИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ И РАЙОННЫМИ УПРАВЛЕНИЯМИ

Управление технологическими операциями на трубопроводном транспорте

15.1. Управление приемом, перекачкой, отгрузкой и поставками нефтепродуктов, транспортируемых по нефтепродуктопроводам осуществляют:

на уровне госкомнефтепродуктов союзных республик – главными управлениями нефтепродуктопроводов;

на уровне РУМНПП – центральным диспетчерским пунктом (ЦДП);

на уровне РУМНПП – районным диспетчерским пунктом (РДП);

на уровне технологических объектов ЛПДС (перекачивающие и наливные станции) – местным диспетчерским пунктом (МДП) или оперативным пунктом (ОП).

15.2. Главное управление нефтепродуктопроводов осуществляет:

планирование перекачки по системе нефтепродуктопроводов на основе планов приема, поставки и транспорта нефтепродуктов и графиков вывода магистральных нефтепродуктопроводов на планово-предупредительный ремонт;

контроль и обеспечение оптимальных режимов работы системы и отдельных магистральных и распределительных нефтепродуктопроводов; меры, обеспечивающие сокращение аварийных остановок перекачивающих и наливных станций;

учет приема, перекачки, отгрузки и поставки нефтепродуктов.

15.3. ЦДП выполняет:

оперативное планирование и управление приемом, перекачкой, отгрузкой и поставками нефтепродуктов по каждому участку нефтепродуктопровода, наливным станциям в пределах УМНПП;

оптимизацию режимов работы нефтепродуктопроводов;

учет движения нефтепродуктов с учетом сортности по отдельным нефтепродуктопроводам и резервуарным паркам;

мероприятия по сокращению аварийных остановок отдельных нефтепродук-

топроводов и НПС, а также выясняет их причины и принимает меры к их предупреждению;

контроль технического состояния нефтепродуктопроводов, резервуаров и основного технологического оборудования;

контроль за своевременным предоставлением остановок магистральных нефтепродуктопроводов на планово-предупредительный ремонт по утвержденному графику.

15.4. РДП выполняет:

непосредственное управление технологическими процессами приема, перекачки и поставок нефтепродуктов в пределах установленных границ; оптимизацию режимов работы, мероприятия по сокращению внеплановых остановок оборудования;

учет движения нефтепродуктов с учетом сортности и по отдельным нефтепродуктопроводам и резервуарным паркам в пределах установленных границ;

контроль технического состояния нефтепродуктопроводов, резервуаров и основного технологического оборудования в пределах установленных границ.

15.5. МДП (ОП) осуществляет:

непосредственное управление технологическими объектами;

первичный учет количества и качества принимаемых, перекачиваемых, отгружаемых, сдаваемых и находящихся на хранении нефтепродуктов;

контроль технического состояния технологического оборудования по вверенным объектам.

15.6. В Главном управлении нефтепродуктопроводов назначают группу специалистов, ответственных за контроль и координацию диспетчерской и операторной службы магистральных нефтепродуктопроводов.

ЦДП, РДП, МДП (ОП) оборудуют необходимыми средствами управления в соответствии с проектом и действующими положениями по разработке и внедрению АСУ по транспорту и поставкам нефтепродуктов.

15.7. Автоматический пуск нефтепродуктопроводов, переключение резервуаров и оборудования следует осуществлять с регистрацией в МДП (ОП), РДП, ЦДП. При дистанционном и местном управлении нефтепродуктопроводы, 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. Регистрацию и оперативный контроль основных технологических параметров проводят не реже чем через 2 ч. Регистрация и контроль баланса нефтепродуктов и давлений в нефтепродуктопроводах обязательны на всех уровнях диспетчерской и операторной служб. На перекачивающих станциях и конечных приемных пунктах, расположенных в городской черте и оборудованных приборами дистанционного контроля за параметрами работы резервуарных парков, контроль и регистрацию взливов и баланса перекачки нефтепродуктов производят через 1 ч.

15.9. Работники диспетчерских пунктов руководствуются:

настоящими Правилами технической эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов;

должностными инструкциями для дежурных диспетчеров и операторов;

технологической картой эксплуатации нефтепродуктопроводов, трубопроводов и резервуаров;

картой режимов перекачки;

инструкциями по приему, отгрузке, сдаче и учету перекачиваемых нефтепродуктов;

инструкцией по осуществлению последовательной перекачки нескольких сортов нефтепродуктов по трубопроводу;

графиком пластовых остановок магистральных нефтепродуктопроводов;

графиком совмещенных характеристик $Q-H$ нефтепродуктопроводов и насосов;

особыми условиями приема и поставки нефтепродуктов; техническими условиями и стандартами на прием и поставку нефтепродуктов, соответствующими положениями и инструкциями о диспетчерской, товаротранспортной и других службах;

инструкцией по ликвидации аварий;

планами приема, перекачки, отгрузки и сдачи нефтепродуктов потребителям;

инструкциями по эксплуатации средств телемеханики, пультов ввода информации, аппаратуры передачи данных;

правилами по технике безопасности, промышленной санитарии и пожарной безопасности.

15.10. Работу оперативно-диспетчерской службы следует оформлять записями:

в суточном диспетчерском листе (журнале);

в журнале распоряжений и оперативных телефонограмм;

в журнале учета последовательной перекачки;

в журнале очистки нефтепродуктопроводов от внутренних отложений;

в журнале учета отказов и повреждения оборудования и трубопроводов;

в журнале оперативного учета движения нефтепродуктов;

в журнале приема-сдачи вахты.

Дежурный персонал несет ответственность за аккуратное ведение и хранение указанных документов.

15.11. ЦДП, РДП, МДП (ОП) должны иметь следующие чертежи и схемы в масштабах, удобных для пользования:

подробный профиль трасс с ситуацией, с нанесением мест подключения кольцевых распределительных трубопроводов, 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;

технологические схемы объектов поставщиков и потребителей нефтепродуктов, связанных с работой подконтрольных магистральных нефтепродуктопроводов.

Обязанности оперативного персонала

15.12. К оперативному персоналу по управлению приемом, перекачкой, отгрузкой и поставками нефтепродуктов относится персонал Главного управления нефтепродуктопроводов, ЦДП, РДП и МДП (ОП).

15.13. Рабочее время персонала управлений трубопроводного транспорта регламентируют согласно Правилам внутреннего трудового распорядка и соответствующим положениям об управлениях магистральных нефтепродуктопроводов.

Персонал ЦДП, РДП, МДП (ОП) входит в состав производственной диспетчерской службы, не является административно-управленческим персоналом, должен быть дежурным и работать посменно.

15.14. Руководителями смены по уровням управления назначают дежурных диспетчеров ЦДП, РДП; сменного инженера (оператора) 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 оборудования резервуаров, технических трубопроводов, схемами и режимами работы нефтепродуктопроводов и оборудования на вверенном участке в объеме, установленном должностной инструкцией;

получить сведения от сдающего смену о режиме работы и техническом состоянии нефтепродуктопроводов, 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 – лицо, ответственное за правильное ведение технологического процесса, приема, перекачки, отгрузки и поставки нефтепродуктов и за контроль эксплуатации нефтепродуктопроводов, 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 нефтепродуктопроводов 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 ЦДП, РДП и МДП(ОП) в полном объеме определяются соответствующими каждому уровню управления должностными инструкциями.

Режим перекачки

15.24. Технологический режим должен обеспечивать перекачку нефтепродуктов с требуемой пропускной способностью, с наименьшими затратами, а также безопасную и безаварийную эксплуатацию нефтепродуктопровода.

15.25. Расчетное время работы магистральных нефтепродуктопроводов с учетом остановки на ремонт принимают равным 350 дням, или 8400 ч в год.

15.26. Технологический процесс перекачки в зависимости от технико-экономических показателей можно осуществлять по трем основным схемам:

перекачка "из насоса в насос";

перекачка "с подключенными резервуарами";

постанционная перекачка.

Схему перекачки устанавливают согласно проекту.

15.27. Технологическим режимом перекачки по магистральному нефтепродуктопроводу 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);

максимально и минимально допустимое рабочее давление на приеме насосов;

наибольшая и наименьшая температура нефтепродуктов, закачиваемых в трубопровод.

Технологический режим перекачки разрабатывает центральный диспетчерский пункт с учетом технологических карт эксплуатации резервуаров и насосных установок.

15.28. Работа нефтепродуктопровода должна соответствовать установленному технологическому режиму и обеспечивать равномерность перекачки. При каждом непредусмотренном изменении режима перекачки необходимо устранить причины, вызывающие это изменение. При необходимости следует установить другой переходный режим работы нефтепродуктопровода, оптимальный для сложившейся обстановки.

15.29. В целях повышения долговечности нефтепродуктопроводов и уменьшения усталостных повреждений необходимо всемерно стремиться к сохранению постоянства рабочего давления, избегая значительных колебаний, особенно остановок перекачки и полного сброса давления.

15.30. В целях предупреждения возникновения чрезмерных температурных напряжений не допускается закачка в трубопровод нефтепродуктов, температура которых превышает установленные ГОСТ 1510–84 пределы.

При этом следует придерживаться плавного изменения температуры закачиваемого нефтепродукта из различных резервуаров.

15.31. При переключении резервуаров, насосов или трубопровода во время перекачки действующие задвижки следует закрывать только после открытия задвижек в новом направлении перекачки.

Последовательная перекачка

15.32. Перекачку нескольких нефтепродуктов или разных видов нефтепродуктов по одному нефтепродуктопроводу осуществляют последовательно, с соблюдением требований по сохранению их качества.

15.33. При организации последовательной перекачки должен быть выполнен комплекс организационно-технических мероприятий, обеспечивающих ее проведение, и составлена инструкция, которая утверждается руководством УМНПП или других управлений, имеющих магистральные нефтепродуктопроводы.

В инструкции конкретизируют действия РУМНПП, каждой ЛПДС, перекачивающей и наливной станции с указанием характера операций, способов их выполнения и должностных лиц, на которых возлагается их осуществление.

15.34. Последовательную перекачку можно проводить следующими способами:

прямым контактированием;

с разделителем.

Способ последовательной перекачки определяют согласно проекту при строительстве или реконструкции нефтепродуктопровода и обосновывают технико-экономическими показателями.

15.35. Основные параметры последовательной перекачки:

последовательность подачи различных нефтепродуктов или их видов в трубопровод, способ контактирования, величина партий нефтепродуктов, границы разделений партий на конечном пункте.

Способы реализации смеси устанавливают с помощью расчетов и отражают в инструкциях.

15.36. При вынужденных остановках перекачки смесь по возможности следует располагать на участках с горизонтальным профилем трубопровода или на участках, где легкий нефтепродукт находится по профилю трубопровода выше тяжелого.

15.37. В случае остановки перекачки на длительный срок участок трубопровода, содержащий смесь, необходимо выключать, перекрывая ближайшие линейные задвижки.

15.38. При организации последовательной перекачки следует обратить особое внимание на правильный выбор очередности закачки нефтепродуктов.

15.39. При последовательной перекачке бензина А-76 с дизельным топливом рекомендуется применять в качестве разделительных пробок бензин А-72 (для сохранения октанового числа).

Последовательную перекачку дизельного топлива экспортных качеств можно осуществлять в непосредственном контакте с дизельным топливом с температурой вспышки не ниже 61 °С.

С бензинами (в случае, когда не оговорены специальные разделительные пробки) допускается контактирование дизельного топлива с температурой вспышки 40 °С, имеющего некоторый запас качества по температуре вспышки.

15.40. При организации последовательной перекачки должны быть предусмотрены:

контроль за прохождением смеси в трубопроводе;

контроль качества нефтепродуктов.

15.41. На всех перекачивающих и наливных станциях должны быть контрольные пункты для наблюдения за последовательной перекачкой, а в местах приемки и реализации смеси – выносные контрольные пункты (за 10–15 км до пункта приемки и реализации смеси).

Прохождение смеси по трубопроводу можно контролировать теми приборами, которые обеспечивают определение концентрации одного нефтепродукта в другом с абсолютной погрешностью не более 2,5 %.

15.42. Для уменьшения объема смеси при последовательной перекачке:

скорость перекачки необходимо выбирать максимально возможной;

самотечность участков устраняют регулированием давления на соответствующих участках;

основным режимом перекачки должна являться работа перекачивающих станций из насоса в насос;

перекачку нефтепродуктов осуществляют, как правило, партиями не менее 15 тыс. т для трубопроводов диаметром 500 мм и 7 тыс. т для трубопроводов диаметром 350 мм.

15.43. Последовательную перекачку с разделителями можно выполнять по трубопроводам, не имеющим сужений и крутых поворотов. Условный диаметр всех установленных на трубопроводе задвижек должен соответствовать диаметру нефтепродуктопровода.

15.44. В зимнее время во избежание примерзания разделителей или очистных устройств в камере запуска следует начинать перекачку нефтепродукта через камеру за 1–1,5 ч до начала их работы.

15.45. В диспетчерских пунктах нефтепродуктопроводов ведут журнал, в котором фиксируют не реже чем через 2 ч места нахождения смеси или разделителя и другие данные, необходимые для контроля последовательной перекачки.

Условия приема и поставки нефтепродуктов

15.46. Технические условия на прием нефтепродуктов и взаимоотношения между нефтеперерабатывающими предприятиями, нефтепродуктопроводными управлениями и потребителями регламентируют Особыми условиями поставки нефтепродуктов предприятиями-изготовителями нефтеснабсбытовым организациям, Положением о поставках продукции производственно-технического назначения, Особыми условиями поставки нефтепродуктов нефтеснабсбытовыми организациями потребителям.

Конкретные условия приема и поставок нефтепродуктов, порядок замера количества и определения качества нефтепродуктов, а также порядок расчетов устанавливают в договорах, заключаемых на определенный срок.

15.47. Нефтепродукты принимают партиями. Партией считают любое количество однородного по показателям качества нефтепродукта, сопровождаемое одним документом о качестве.

15.48. Нефтепродукты поставляют путем перекачки по нефтепродуктопроводам, отгрузки железнодорожным, водным (морским, речным) транспортом или путем приема и сдачи нефтепродуктов в резервуарах поставщика или покупателя. Способ приема и поставки нефтепродуктов предусматривают в договоре.

15.49. Нефтепродукты принимают и поставляют в единицах массы.

15.50. Требования к качеству нефтепродуктов при приеме и поставке регламентируются ГОСТ 1510–84 или ТУ.

15.51. Прием для накопления и транспорта нефтепродуктов, вызывающих внутреннюю коррозию, не допускается.

Учет количества нефтепродуктов

15.52. Учет количества нефтепродуктов ведется для взаиморасчетов поставщиков и покупателей, а также для оперативного управления работой нефтепродуктопровода.

15.53. Количество нефтепродуктов на магистральных нефтепродуктопроводах учитывают в соответствии с порядком, установленным головной организацией нефтепродуктообеспечения.

15.54. Оперативный учет нефтепродуктов необходимо вести одновременно на всех станциях трубопровода и в других его пунктах, связанных с перекачкой, с интервалом не реже чем через 2 ч.

Результаты замеров записывают в журнал и сообщают диспетчеру.

15.55. На все резервуары, магистральные трубопроводы и технологические коммуникации на территории перекачивающих и наливных станций должны быть составлены градуировочные таблицы.

15.56. Количество нефтепродуктов определяют в единицах массы автоматически или расчетным путем по калибровочным таблицам с учетом плотности нефтепродуктов при температуре замера его объема.

15.57. Фактическое наличие нефтепродуктов на перекачивающих и наливных станциях учитывают постоянно. Инвентаризацию наличия нефтепродуктов следует проводить не реже одного раза в месяц. При этом учитывают все остатки нефтепро-

дуктов, находящихся в резервуарах, в магистральных и технологических трубопроводах, нефтеловушках и т.д.

15.58. Нормативные потери нефтепродуктов, определенные в соответствии с действующими нормами естественной убыли, можно ежемесячно списывать за счет издержек обращения. Сверхнормативные потери нефтепродуктов списывают в соответствии с Инструкцией по техническому расследованию, учету аварий и повреждений технологических объектов магистральных нефтепродуктопроводов и списанию сверхнормативных потерь нефтепродуктов, утвержденной Госкомнефтепродуктом СССР.

15.59. При учете нефтепродуктов необходимо оформлять по установленной форме документы:

о приеме нефтепродуктов на головных, промежуточных и конечных пунктах;

о недостачах нефтепродуктов за отчетный период;

о наличии нефтепродуктов в нефтепродуктопроводах, резервуарах и коммуникациях ЛПДС, перекачивающих и наливных станций.

15.60. Все приборы учета нефтепродуктов, в том числе счетчики и расходомеры, должны быть проверены организациями Государственного комитета СССР по стандартам (Госстандарта СССР).

Контроль качества нефтепродуктов

15.61. Качество нефтепродуктов при приеме, перекачке и сдаче определяют путем анализа проб, отобранных в соответствии с ГОСТ 2517–85.

При приеме и сдаче нефтепродуктов применяют единый метод отбора проб.

15.62. При приеме и сдаче нефтепродуктов в резервуарах качество определяют по пробам, отобранным после отстоя жидкости в резервуаре не менее 2 ч.

15.63. Лаборатория для анализа проб нефтепродуктов должна быть укомплектована необходимым лабораторным оборудованием, посудой и измерительными приборами, проверенными в организациях Госстандарта СССР.

Помещение лаборатории должно соответствовать санитарным нормам и требованиям техники безопасности.

15.64. С целью сохранения качества нефтепродуктов при транспорте необходимо:

полностью удалять воду из нефтепродуктопроводов после гидравлических испытаний;

принимать меры по предотвращению закачки в магистральный нефтепродуктопровод подтоварной воды из резервуаров и воды после нефтеловушек и промышленных стоков;

принимать меры по предотвращению накопления отложений в резервуарах и магистральных нефтепродуктопроводах.

15.65. Качество нефтепродуктов, принимаемых, перекачиваемых по нефтепродуктопроводам от поставщиков и поставляемых потребителю, контролирует специальная служба.

15.66. Пробы нефтепродуктов анализируют работники лабораторий приемосдаточных пунктов перекачивающих и наливных станций.

16. АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ТРУБОПРОВОДНЫМ ТРАНСПОРТОМ НЕФТЕПРОДУКТОВ

Задачи и функции АСУ технологическими процессами и производством

16.1. Цель внедрения АСУ объектами нефтепродуктопроводного транспорта как функциональной подсистемы АСУнефтепродуктопровод Госкомнефтепродукта РСФСР заключается в повышении надежности и эффективности работы нефтепродуктопроводной системы.

16.2. АСУ объектами нефтепродуктопроводного транспорта решает информационные и функциональные задачи на уровнях:

ЛПДС, ПС, наливной пункт (НП) – задачи технологического типа по управлению отдельными агрегатами и технологическими установками, резервуарными парками и т.д.;

РУМНПП – задачи системы управления технологическими процессами магистральных нефтепродуктопроводов, представляющих взаимосвязанные технологические комплексы транспорта нефтепродуктов с законченным технологическим циклом;

УМНПП – задачи организационно-экономического и технологического типа магистральных нефтепродуктопроводов своего подчинения;

Главное управление нефтепродуктопроводов Госкомнефтепродукта РСФСР (ГУНПП) – задачи организационно-экономического типа по всей системе магистральных нефтепродуктопроводов.

Организационная структура АСУ

16.3. Организационная структура АСУ трубопроводным транспортом нефтепродуктов включает:

на уровне технологических комплексов РУМНПП – информационно-управляющие пункты (ИУП), РДП, местные пункты управления (МПУ) и ОП на отдельных технологических объектах;

на уровне УМНПП – информационно-вычислительный центр (ИВЦ), ЦДП;

на уровне ГУНПП – Госкомнефтепродукт РСФСР – Главный информационно-вычислительный центр (ГИВЦ), раздел АСУнефтепродуктопровод.

16.4. МПУ создают на площадках с большим числом технологических сооружений, удаленных друг от друга (резервуарные парки, наливные и перекачивающие станции и др.). МПУ предназначены для централизованного контроля и управления всеми объектами с одного места с использованием средств местной автоматики.

16.5. ИУП используют для автоматизированного сбора исходной информации с технологического объекта управления (ТОУ), обработки и представления информации диспетчерскому персоналу и функциональным службам в целях централизованного контроля и управления технологическим процессом, а также для обмена информацией с ЦДП, ИВЦ и УМНПП. В ИУП располагают диспетчерский пункт (ДП), осуществляющий непосредственное управление технологическими процессами трубопровода на основании информации, получаемой по системе телемеханики.

16.6. При принятии решений диспетчеры РУМНПП руководствуются указаниями диспетчера ЦДП и своего непосредственного административного руководства.

16.7. ЦДП управляет системой магистральных трубопроводов на основе ин-

формации, полученной из ГИВЦ, ИУП и других функциональных подразделений УМНПП, предварительно обработанной в ИВЦ.

16.8. ИВЦ УМНПП принимает поступающую от ГИВЦ и УИП информацию по оптимальному планированию и управлению трубопроводным транспортом нефтепродуктов, ИВЦ обменивается информацией с ИУП технологических комплексов и ГИВЦ раздел АСУнефтепродуктопровод.

16.9. Задачи организационно-экономического характера для уровня ГУНПП Госкомнефтепродукта РСФСР решает ГИВЦ раздел АСУнефтепродуктопровод.

16.10. Оперативный персонал АСУнефтепродуктопровод включает:

персонал ГУНПП Госкомнефтепродукта РСФСР, 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 абонентских пунктов (АП), программисты, телетайписты и др.

16.11. Оперативный персонал АСУнефтепродуктопровод действует согласно инструкциям.

16.12. Задачи и функции АСУнефтепродуктопровод в целом определяются основными функциями и задачами, реализуемыми комплексом технических средств (КТС) на различных уровнях управления.

Технические средства АСУ ТП и П

16.13. Комплекс технических средств автоматизированных систем управления технологическими процессами на магистральных нефтепродуктопроводах (КТС АСУ ТП) представляет собой совокупность устройств автоматики, телемеханики, средств связи, управляющих и электронно-вычислительных машин, имеющих аппаратную совместимость.

16.14. В КТС АСУ ТП входят контрольно-измерительные приборы, средства локальной автоматики, регулирования и управления, системы телемеханики, управляющие электронно-вычислительные машины и средства передачи информации.

16.15. КТС АСУ ТП принимают в эксплуатацию в соответствии с требованиями, изложенными в пп. 1.43, 1.44, 1.45, 1.48 настоящих Правил, а также в стандартах и действующих нормативных документах.

16.16. Для технического обслуживания средств АСУ ТП на всех уровнях создают подразделения АСУ ТП.

16.17. В своей деятельности работникам отделов и служб АСУ ТП следует руководствоваться настоящими Правилами, а также следующими документами:

ГОСТ 8.002–86;

СНиП "Система автоматизации. Правила производства и приемки работ";

Типовыми положениями о ведомственных метрологических службах;

служебными инструкциями по технической эксплуатации и ремонту средств автоматизации, телемеханики и КИП на магистральных нефтепродуктопроводах;

местными инструкциями по разработке и внедрению АСУнефтепродуктопровод;

Правилами устройства электроустановок;

Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей;

заводскими инструкциями по монтажу и эксплуатации приборов и средств автоматизации.

16.18. 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 УМНПП; подрядным способом – силами специализированных организаций по ремонту образцовых мер, измерительных и рабочих контрольно-измерительных приборов, ремонт которых своими силами не возможен без регистрационного удостоверения;

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 СССР;

учет и паспортизацию мер и измерительных приборов;

обучение работников магистральных нефтепродуктопроводов методам эксплуатации приборов и систем;

технический надзор за эксплуатацией, выбором и применением мер и измерительных приборов, находящихся в ведении служб УМНПП, РУМНПП;

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 или повреждений и разработку мероприятий по повышению надежности КИП, автоматики, телемеханики и вычислительной техники;

внедрение новых образцов измерительной техники и средств автоматики и телемеханики.

Взрывозащищенное оборудование необходимо ремонтировать только в специализированных организациях в соответствии с технической документацией заводов-изготовителей, действующими правилами изготовления взрывозащищенного электрооборудования (ПИВРЭ) и руководящими материалами по ремонту взрывозащищенного оборудования.

16.19. Ведомственный надзор за мерами и измерительными приборами в УМНПП ведут лаборатории, зарегистрированные в местных органах Госстандарта СССР как имеющие право на ремонт и поверку рабочих средств измерения.

16.20. При каждом управлении назначают ответственное лицо (метролога) по надзору за измерительной техникой, установленной на объектах нефтепродуктопровода.

16.21. Все контрольные и образцовые контрольно-измерительные приборы должны быть на отдельном учете и их следует подвергать государственной поверке в установленные сроки.

16.22. На действующих объектах необходимо испытывать средства КИП, автоматики и телемеханики, как правило, без помех для основного технологического процесса.

16.23. 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.

16.24. Эксплуатация систем автоматики, телемеханики и КИП включает 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 за работой всех устройств и устранение выявленных неисправностей, регулярные осмотры, проверки и испытания устройств.

Все виды планово-предупредительных ремонтов систем автоматики, телемеханики и КИП проводят по графикам.

16.25. При эксплуатации аппаратуры автоматики и КИП во взрывонепроницаемом исполнении необходимы:

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 дефектами оболочек, а также аппаратуры с ослабленными элементами уплотнений кабельных вводов и проводов.

Запрещается вскрытие взрывонепроницаемого отделения аппарата без полного отключения напряжения питания. Части аппаратов с нагревающимися в процессе работы элементами следует открывать только после понижения температуры в них до уровня, безопасного в отношении воспламенения смеси.

16.26. Взрывозащищенную аппаратуру ремонтируют в специализированных ремонтных мастерских (предприятиях). По окончании ремонта измеряют параметры взрывозащиты и аппаратуру испытывают на взрывозащищенность и взрывонепроницаемость на специальной установке.

Запрещается в процессе эксплуатации на взрывозащищенном изделии изменять параметры взрывозащиты, заменять крепежный или прокладочный материал на другой, не соответствующий инструкциям завода-изготовителя.

16.27. При эксплуатации аппаратуры автоматики и КИП в искробезопасном исполнении необходимо выполнять 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;

нельзя 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 измерять ток и напряжение, проверять правильность настройки аппаратуры разрешается искробезопасными приборами.

16.28. При эксплуатации аппаратуры автоматики и КИП в специальном и маслонаполненном исполнении выполняют следующие специальные требования:

ежемесячно осматривают защитные оболочки аппаратуры, проверяют их нагрев, заливку, наличие трещин и следов отслоения заливочной массы от стенок оболочек, также проверяют уплотнения и сопротивление изоляции;

не реже одного раза в год отбирают пробу масла для проверки диэлектрических свойств (масло необходимо заменять 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;

кварцевый песок, применяемый в приборах КИП и автоматики в специальном исполнении, перед засыпкой подвергают гидрофобизации;

КИП и автоматику в специальном исполнении после ремонта испытывают по соответствующим методикам.

16.29. Для обеспечения единства мер и измерений в УМНПП, РУМНПП все средства измерений подвергают государственной и ведомственной поверке.

На магистральных нефтепродуктопроводах эксплуатируют средства измерений, признанные годными к применению по результатам метрологического надзора. Эти средства поверяют в соответствии с требованиями ГОСТ 8.002–86 и действующим положением о метрологической службе.

За надлежащее состояние средств измерений и организацию метрологического надзора отвечают лица, назначенные приказом по УМНПП, РУМНПП.

Метрологический надзор за состоянием измерительной техники во всех подразделениях УМНПП, РУМНПП осуществляет ведомственная метрологическая служба Госкомнефтепродукта РСФСР, УМНПП, РУМНПП.

Структура метрологической службы УМНПП, права и обязанности лиц, ответственных за метрологический надзор, определены действующим положением о метрологической службе.

16.30. Техническую документацию следует вести по единым образцам, предусмотренным действующим положением о метрологической службе.

16.31. Работу приборов, средств автоматики и телемеханики проверяют согласно графикам допуска ответственного за объект лица с соблюдением всех мер, обеспечивающих бесперебойную работу технологического оборудования, с записью в журнале сменного инженера.

16.32. Комплексные плановые проверки систем автоматики, телемеханики и КИП следует проводить один раз в два-три года одновременно с ремонтом соответствующего технологического оборудования. В случае отказа систем необходимы внеочередные проверки для выяснения и устранения причин неисправности.

16.33. Документы, на основе которых организуют и ведут всю практическую работу по поверке и ремонту приборов, включают план-график и Журнал ведомственных и государственных поверок контрольно-измерительных приборов. План-график составляют согласно нормативам о государственном и ведомственном надзоре за мерами и измерительными приборами.

16.34. На все виды оборудования выдают паспорта (формуляры). Паспорт (формуляр) – постоянно действующий документ, служащий для учета и наблюдения за состоянием мер и измерительных приборов, а также для записи результатов ведомственных поверок. При поверке прибора в паспорте (формуляре) делают отметку со ссылкой на номер протокола в журнале поверок. Результаты всех поверок заносят в журнал.

16.35. Для обслуживания систем телемеханики и управляющей вычислительной техники и обеспечения их бесперебойной работы в УМНПП, РУМНПП организуют центральные производственные лаборатории автоматики и телемеханики (ЦПЛАТ).

Для обслуживания аппаратуры систем телемеханики и вычислительной техники, входящей в состав автоматизированного районного диспетчерского пункта, организуют группы по обслуживанию комплекса технических средств РДП.

Структура и штаты группы определяются проектом и инструкциями по эксплуатации оборудования.

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 о результатах испытаний и проверок;

составлять ежемесячную сводку и подробный годовой отчет о работе устройств, проводить анализ и разрабатывать соответствующие мероприятия.

17. ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ

17.1. При эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов сооружения и оборудование должны находиться в исправном состоянии.

17.2. Комплекс организационно-технических мероприятий, требований правил по надежности, которые необходимо учитывать при проектировании и выполнять при строительстве и эксплуатации, определяется программой обеспечения надежности данного объекта, составляемой службой надежности согласно методики Госстандарта СССР – Общие требования к программе обеспечения надежности промышленных изделий.

17.3. Требования к надежности основных объектов магистральных нефтепродуктопроводов задают заказчики – управления нефтепродуктопроводов. Основные показатели надежности устанавливают в задании на проектирование объектов, сооружений, оборудования.

17.4. Ответственность за полноту и обеспечение заданных показателей надежности объектов несут их изготовители (поставщики) и строители, а также разработчики проектов данных объектов.

17.5. Установленный на этапе проектирования требуемый уровень надежности обеспечивается в процессе строительства, поддерживается в эксплуатации и восстанавливается при ремонте.

Надежность эксплуатируемых объектов планомерно повышают путем их модернизации и реконструкции.

17.6. Организацию и методическое руководство работой по обеспечению надежности магистральных нефтепродуктопроводов осуществляет служба надежности.

Службы надежности в ГУМНПП, УМНПП, РУМНПП создают решением Госкомнефтепродукта СССР в установленном порядке.

17.7. На стадии эксплуатации основная задача в обеспечении надежности – поддержание установленных при проектировании и выдержанных при строительстве показателей надежности сооружений и оборудования.

17.8. В соответствии с указанной основной задачей подразделения надежности регистрируют и анализируют причины отказов и повреждений, подготавливают рекламации, планы и графики технического обслуживания и ремонта, разрабатывают и совершенствуют методы технического обслуживания и ремонта, опреде-

ляют фактические показатели надежности эксплуатируемых объектов, разрабатывают и контролируют выполнение мероприятий по улучшению этих показателей.

17.9. Подразделения надежности руководствуются в своей деятельности государственными стандартами, методическими указаниями Госстандарта СССР, отраслевыми руководящими документами и другими материалами по вопросам надежности, утверждаемыми в установленном порядке.

Расследование, учет аварий и повреждений, связанных с нарушением герметичности трубопровода и потерями нефтепродукта, проводят согласно действующей Инструкции по техническому расследованию, учету аварий и повреждений технологических объектов магистральных нефтепродуктопроводов и списанию сверхнормативных потерь нефтепродуктов, утвержденной Госкомнефтепродуктом.

17.10. УМНПП, РУМНПП должны ежегодно разрабатывать планы организационно-технических мероприятий, направленных на повышение надежности и безопасности работы магистральных нефтепродуктопроводов.

18. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

18.1. С целью охраны окружающей среды при проектировании, строительстве и эксплуатации магистрального нефтепродуктопровода необходимо:

соблюдать действующие стандарты, нормы и правила в области охраны окружающей среды;

рационально использовать природные ресурсы;

систематически контролировать степень загрязнения водных акваторий, атмосферы и почвы нефтепродуктами, которые транспортируют по трубопроводам системы нефтепродуктообеспечения;

своевременно ликвидировать последствия загрязнения окружающей среды;

разрабатывать и планомерно осуществлять на всех уровнях управления производством мероприятия по охране окружающей среды и сокращению потерь нефтепродуктов.

18.2. Эксплуатировать нефтепродуктопроводы до окончания строительства всех предусмотренных проектом объектов, обеспечивающих охрану окружающей среды, не допускается.

18.3. В местах загрязнения окружающей среды нефтепродуктами предусматривают мероприятия по охране от загрязнения.

18.4. Для предотвращения загрязнения атмосферы применяют комплекс средств по сокращению потерь нефтепродуктов: понтоны различной конструкции, непримерзающие дыхательные клапаны и др.

18.5. Очистные сооружения должны обеспечивать выполнение условий эксплуатации, согласованных с органами санитарного надзора и охраны окружающей среды.

18.6. Загрязнение водных акваторий устраняют локализацией и сбором или адсорбированием разлитых нефтепродуктов.

Выжигание разлитой по поверхности воды пленки нефтепродуктов допускается как исключение при невозможности их сбора.

18.7. Загрязнение почвы ликвидируют путем сбора разлитых нефтепродуктов, выжигания их остатков, удаления продуктов сгорания с последующей рекультивацией.

18.8. Загрязнение водных объектов и почвы нефтепродуктами ликвидируют в соответствии с заранее разработанными специальными мероприятиями.

18.9. Предоставленные нефтепродуктопроводному управлению во временное пользование сельскохозяйственные и лесные угодья должны быть возвращены

в состояние, пригодное для использования по назначению в соответствии с Положением о порядке передачи рекультивированных земель землепользователям предприятиями, организациями и учреждениями, разрабатывающими месторождения полезных ископаемых и торфа, проводящими геологоразведочные, изыскательские, строительные и иные 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 нефтепродуктопроводного транспорта.

19.2. В зависимости от содержания и назначения техническую документацию подразделяют на:

проектную и исполнительную документацию, которая включает документы по строительству, реконструкции и восстановлению сооружений и изготовлению оборудования объектов магистральных нефтепродуктопроводов. Сюда относятся технико-экономическое обоснование, геологические и инженерные изыскания, технический проект и комплект исполнительных чертежей с внесенными в них изменениями (если последние имеют место в процессе строительно-монтажных работ);

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. 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 нефтепродуктопроводов. 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.

Оперативную документацию составляют на основе 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 нефтепродуктопровода утверждают в установленном порядке.

19.4. Проектная и исполнительная документация находится:

в УМНПП – технико-экономические обоснования и технические проекты;

в РУМНПП – рабочие чертежи линейной части с внесенными изменениями;

на ЛПДС, перекачивающих и наливных станциях – рабочие чертежи объектов и сооружений станций.

19.5. Исполнительные рабочие чертежи принимают от генподрядчика по откорректированному перечню действующих чертежей, выдаваемому проектной организацией.

Техническую документацию принимают от генподрядчика, дирекции строя-

щихся предприятий, отдела капитального строительства в объеме, установленном действующими нормативными документами.

19.6. На эксплуатируемые объекты магистрального нефтепродуктопровода составляют паспорта (формуляры) по установленной форме.

Паспорта (формуляры) на участки линейной части составляет РУМНПП и по одному экземпляру представляет в УМНПП. К паспорту, хранящемуся в РУМНПП, прилагают:

Государственный акт на право пользования землей,

акт приемки-передачи рекультивированных земель,

акт приемки объекта в эксплуатацию.

Паспорт (формуляр) перекачивающей, наливной станции составляют соответствующие службы перекачивающих и наливных станций и рассылают по одному экземпляру в ГлавУМНПП, УМНПП и РУМНПП. К паспорту (формуляру), хранящемуся на перекачивающей, наливной станции, прилагают вышеупомянутые документы.

Паспорта (формуляры) на другие объекты магистрального нефтепродуктопровода (насосные, наливные станции, эстакады, причалы, пирсы и др.) составляют соответствующие эксплуатационные службы. Паспорта (формуляры) объектов находятся на ЛПДС, перекачивающей, наливной станциях.

19.7. Технические документы, составляемые в период эксплуатации (технологические схемы, профили трасс и др.), должны быть выполнены с соблюдением требований стандартов ЕСКД.

19.8. Проектную и исполнительную документацию хранят в техническом архиве УМНПП, РУМНПП, ЛПДС, перекачивающей, наливной станции, РВП и др.

Нормативную документацию хранят в технической библиотеке и производственных подразделениях (службах) по принадлежности.

Оперативная документация должна находиться на рабочих местах.

Состояние, комплектность и хранение проектной и исполнительной документации на всех уровнях управления контролируют технические отделы УМНПП и других управлений, имеющих магистральные нефтепродуктопроводы.

19.9. Нормативную документацию пересматривают организации-разработчики в порядке и сроки, установленные соответствующими нормативными документами.

Оперативную документацию пересматривают (корректируют) по мере необходимости.

19.10. Информацию о действующих общесоюзных нормативных документах публикуют в периодических (ежегодных) изданиях Госстандарта и Госстроя СССР.

СОДЕРЖАНИЕ

1. Общие положения 3
Область и порядок применения Правил 3
Организационная структура и основные задачи работников нефтепродуктопроводного транспорта 3
Прием на работу и техническая подготовка персонала 6
Проектная документация, контроль за строительством, порядок приемки в эксплуатацию сооружений, оборудования и зданий 8
Линейные сооружения 9
Площадочные сооружения 11
Охрана труда 14
Пожарная безопасность и охрана объектов 15
Принципы организации технического обслуживания и ремонта магистральных нефтепродуктопроводов 16
2. Линейная часть нефтепродуктопровода 17
Трасса 17
Трубопровод 22
Переходы трубопровода 23
Техническое обслуживание и ремонт 24
3. Перекачивающие станции 28
Территория 28
Производственные здания и сооружения 30
Насосные для перекачки нефтепродуктов 31
Насосные агрегаты 31
Система смазки 33
Система охлаждения 34
Снабжение топливом двигателей внутреннего сгорания 35
Особенности эксплуатации блочно-комплектных перекачивающих станций 35
Резервуарный парк 36
Сосуды для хранения сжатого воздуха 40
4. Наливные станции 41
5. Отводы от магистральных нефтепродуктопроводов к нефтебазам, складам нефтепродуктов, промышленным предприятиям, портам и другим объектам 43
Нефтепродуктопроводы, проложенные на территории городов или других населенных пунктов 45
6. Технологические трубопроводы 47
7. Водоснабжение 48
8. Теплоснабжение 50
9. Вентиляция производственных помещений 53
10. Канализация и очистные сооружения 55
11. Электроснабжение 57
12. Защита магистральных нефтепродуктопроводов от коррозии 59
13. Защита от статического электричества и молниезащита 63
14. Обеспечение магистральных нефтепродуктопроводов производственно-технической связью 66

15. Прием, транспортирование, отгрузка и поставка нефтепродуктов управлениями магистральных нефтепродуктопроводов и районными управлениями 69
Управление технологическими операциями на трубопроводном транспорте 69
Обязанности оперативного персонала 71
Режим перекачки 72
Последовательная перекачка 73
Условия приема и поставки нефтепродуктов 75
Учет количества нефтепродуктов 75
Контроль качества нефтепродуктов 76
16. Автоматизированная система управления трубопроводным транспортом нефтепродуктов 77
Задачи и функции АСУ технологическими процессами и производством . 77
Организационная структура АСУ 77
Технические средства АСУ ТП и П 78
17. Обеспечение надежности объектов магистральных нефтепродуктопроводов 82
18. Охрана окружающей среды 83
19. Техническая документация 84

НОРМАТИВНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ИЗДАНИЕ

ПРАВИЛА ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ

Редакторы издательства *О.Ф. Приклонская, Т.В. Агуреева*
Технический редактор *О.Н. Власова*
Корректор *И.П. Розанова*
Оператор *И.А. Налейкина*
ОИБ № 7763

Подписано в печать 20.11.87. Формат 60 x 90 $^{1}/_{16}$. Бумага офсетная № 2. Набор выполнен на наборно-пишущей машине. Гарнитура "Пресс-роман". Печать офсетная. Усл. печ.л. 5,50. Усл.кр.-отт. 5,75. Уч.-изд.л. 8,00. Тираж 16500 экз. Заказ 1039 /1500–5. Цена 40 коп.

Ордена "Знак Почета" издательство "Недра",
125047, Москва, пл. Белорусского вокзала, 3.

Московская типография № 6 Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли.
109088, Москва, Ж-88, Южнопортовая ул., 24.

gost.e-ecolog.ru