Министерство нефтяной промышленности

ВНИИСПТнефть

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

ПРАВИЛА ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМ СБОРА И ВНУТРИПРОМЫСЛОВОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА

РД 39-0147103-344-86

1986

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

ВНИИСПТнефть

УТВЕРЖДЕН

первым заместителем министра
В.И.Игревским

II июня 1986 года

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

ПРАВИЛА ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМ СБОРА И ВНУТРИПРОМЫСЛОВОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА

РД 39-0147103-344-86

1986

Настоящие Правила разработаны Всесоюзным научно-исследовательским институтом по сбору, подготовке и транспорту нефти и нефтепродуктов (ВНИИСПТнефть) и Государственным институтом по проектированию и исследовательским работам в нефтяной промышленности (Гипровостокнефть).

В разработке и составлении РД принимали участие:

от института ВНИИСПТнефть - Толкачев Ю.И., Репин Н.Н., Кутуков Е.Г., Хусаинов Р.Б., Абуталипов Р.С., Алексеева Н.С., Аскаров Р.М., Ахметсафин В.Г., Багманов А.А., Бурцев Ю.Д., Гетманский М.Д., Гумеров Р.С., Ганза М.Г., Давыдова Т.Ф., Зарипов Р.Х., Идрисов Р.Х., Ирмяков Р.З., Колчин В.А., Кондратьев Н.А., Крюков В.А., Курмаев А.С., Левенцов А.Н., Майский А.А., Мамлеев Р.А., Маслов Л.С., Мурзагильдин З.Г., Низамов К.Р., Чурин В.Н., Низамов Э.А., Сиразетдинов Ф.М., Сковородникова Т.К., Фатхиев Н.М., Яганов Л.Н., Янбулатов Р.Р.;

от института Гипровостокнефть - Позднышев Г.Н., Куропаткин А.Н., Далецкий В.М., Беловольский В.И., Говердовский И.В., Каверин С.Б., Мальцев А.И., Мурашкин С.В.

"Правила технической эксплуатации..." согласованы ГУПО МВД СССР "I7" IX I984г. № 7/2/3300, ВНИИТБ "I7" УШ I984 г. № ОС-4/4-226I.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Правила технической эксплуатации систем сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа

РД 39-0147103-344-86

Вводится впервые

Срок введения установлен с I октября 1986 года

Срок действия до I октября 1989 года

Правила устанавливают и регламентируют основные требования по эксплуатации систем сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа.

В Правилах приведены общие принципы организации технической эксплуатации объектов системы сбора нефти и газа с соблюдением требований техники безопасности и пожарной безопасности; изложены конкретные требования, предъявляемые к эксплуатации промысловых трубопроводов, путевых подогревателей, групповых замерных установок, дожимных насосных станций, узлов бригадного оперативного учета, контрольно-измерительных приборов и средств автоматики, установок и средств защиты от коррозии, от статического электричества и молниезащиты, систем водоснабжения, канализации и вентиляции. Изложены основы метрологического обеспечения и охраны окружающей среды при эксплуатации объектов систем сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа.

Правила распространяются на строящиеся, реконструируемые и действующие объекты систем сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа, и являются обязательными для всех нефтегазодобывающих объединений Министерства нефтяной промышленности, в ведении которых находятся указанные объекты.

На основе настоящих Правил с учетом инструкций заводов-изготовителей, действующих стандартов, правил, норм и положений нефтегазодобывающими объединениями и НГДУ составляются производственные инструкции по эксплуатации объектов и другая оперативная документация.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Организация технической эксплуатации объектов системы сбора нефти и газа

I.I.I. Система сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа включает в себя следующие основные объекты эксплуатации:

промысловые трубопроводы;

путевые, устьевые подогреватели;

групповые замерные установки;

дожимные насосные станции;

узлы бригадного оперативного учета.

I.I.2. Техническая эксплуатация объектов системы сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа включает приемку объектов в эксплуатацию, техническое обслуживание, текущий и капитальный ремонты, ведение документов по эксплуатации.

Приемка объектов в эксплуатацию

I.I.3. Приемка в эксплуатацию нефтепромысловых объектов, законченных строительством, реконструкцией, расширением, техническим перевооружением, входящих в состав очереди строительства или пускового комплекса, а также отдельно стоящих зданий и сооружений, выполненных обычными методами строительства, с использованием комплектно-блочных устройств и импортного оборудования, - должна осуществляться в соответствии с требованиями СНиП III-3-81 "Приемка в

эксплуатацию законченных строительством объектов"; СНиП 3.05.05-84 "Технологическое оборудование и технологические трубопроводы"; ВСН 39.I.04-85 "Правила приемки в эксплуатацию законченных строительством, реконструкцией и техническим перевооружением объектов нефтяной промышленности", с учетом Постановления Совета Министров СССР от 23 января 1981 года № 105, приказа Миннефтепрома от 18 февраля 1981 года № 124 и требований "Правил устройства электроустановок".

I.I.4. Ни одно предприятие, цех, участок, производство не могут быть приняты и введены в эксплуатацию, если на них не обеспечены здоровые и безопасные условия труда.

I.I.5. Объекты, законченные строительством в соответствии с утвержденным проектом и подготовленные к эксплуатации, должны предъявляться заказчиком (застройщиком) к приемке государственным приемочным комиссиям.

I.I.6. До предъявления объектов систем сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа государственным приемочным комиссиям на них должны быть проведены подготовительные работы рабочими комиссиями, назначаемыми приказом по ПГДУ, и другим предприятиям, организациям, непосредственно подчиненным объединениям и Главтюменнефтегазу.

I.I.7. В состав рабочих комиссий кроме представителей, указанных в СНиП III-3-81, привлекаются представители технического надзора специализированных управлений пусконаладочных работ (СУПНР) по автоматике, электрооборудованию, вентиляции, компрессорам и т.п., если они принимали участие в выполнении работ на данных объектах.

Участие представителей СУПНР, а также представителей других организаций, обеспечивает заказчик.

I.I.8. Председатель комиссии в трехдневный срок составляет в соответствии со СНиП Ш-3-81 программу работ рабочей комиссии, в которой должны быть определены обязанности членов рабочей комиссии с привлечением работников эксплуатации и СУПР.

I.I.9. Рабочая комиссия по предъявления объектов к приемке в эксплуатацию государственной комиссии обязана в соответствии с требованиями СНиП Ш-3-81 и ПУЭ

а) проверить качество и соответствие выполненных строительно-монтажных работ, мероприятий по охране труда, обеспечение взрывобезопасности, пожаробезопасности, электробезопасности, грозозащиты, охраны окружающей природной среды и антисейсмических мероприятий проектно-сметной документации, стандартам, строительным нормам и правилам производства работ с проведением в необходимых случаях контрольных испытаний конструкций и дать им оценку в соответствии с "Инструкцией по оценке качества строительно-монтажных работ";

б) произвести приемку оборудования после индивидуальных испытаний для передачи его для комплексного опробования по акту, составленному по форме, приведенной в приложении I СНиП Ш-3-81;

в) произвести приемку оборудования после комплексного опробования по акту, составленному по форме, приведенной в приложении 2 СНиП Ш-3-81, и принять решение о возможности предъявления его государственной приемочной комиссии;

г) провести проверку отдельных конструкций, узлов, зданий, сооружений и принять здания и сооружения для предъявления государственной приемочной комиссии;

д) проверить готовность предъявляемых государственной приемочной комиссии к приемке в эксплуатацию объектов производственного назначения к началу выпуска продукции в объеме, соответствующем нормам

освоения проектных мощностей в начальный период, бесперебойной работе и освоению проектных мощностей в нормативные сроки, в частности, должно быть проверено: укомплектование объекта эксплуатационными кадрами, обеспечение технологической документацией, энергоресурсами, реагентами и возможность реализации продукции, а также обеспеченность эксплуатационных кадров необходимыми санитарно-бытовыми помещениями, пунктами питания, жилыми и общественными зданиями.

По результатам произведенных рабочей комиссией проверок, указанных в подпунктах "а", "г", "д" настоящего пункта, составляются акты о готовности законченных строительством зданий, сооружений для предъявления государственной приемочной комиссии по форме, приведенной в приложении 3 СНиП III-3-81, а также подготавливаются сводные материалы о готовности объекта к приемке в эксплуатацию государственной приемочной комиссией.

I.I.IO. Законченные строительством отдельно стоящие здания и сооружения, встроенные или пристроенные помещения производственного и вспомогательного назначения, входящие в состав объекта, при необходимости ввода их в действие в процессе строительства объекта принимаются в эксплуатацию рабочими комиссиями по мере их готовности с последующим предъявлением их государственной приемочной комиссии, принимающей объект в целом.

К указанным отдельно стоящим зданиям и сооружениям, встроенным и пристроенным помещениям производственного и вспомогательного назначения относятся сооружения теплоснабжения, водоснабжения, энергоснабжения, санитарно-бытовые помещения, склады, подъездные пути, ремонтные цехи и другие здания, сооружения и помещения, используемые строительно-монтажными организациями в процессе строительства. Приемка таких объектов оформляется актом по форме, приведенной в приложении 4 СНиП III-3-81, который утверждается заказчиком.

I.I.II. Государственные приемочные комиссии принимают в эксплуатацию законченные строительством объекты производственного назначения только в том случае, если они подготовлены к эксплуатации (укомплектованы эксплуатационными кадрами, обеспечены энергоресурсами и др.), на них устранены недоделки и начат выпуск продукции.

Права, обязанности и порядок работы государственных приемочных комиссий регламентируются главой 4 СНиП Ш-3-81.

I.I.I2. Приемка объектов в эксплуатацию государственной приемочной комиссией оформляется актом по форме, приведенной в приложении 5 СНиП Ш-3-81.

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

Организация технического обслуживания и планового ремонта

I.I.I3. Техническое обслуживание и плановый ремонт (ТО и ПР) объектов системы сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа осуществляется в соответствии с требованиями "Системы технического обслуживания и планового ремонта бурового и нефтепромыслового оборудования в нефтяной промышленности".

I.I.I4. Техническое обслуживание - комплекс операций или операция по поддержанию работоспособности или исправности объекта эксплуатации при использовании по назначению, при хранении и транспортировании.

В техническое обслуживание (ТО) входит контроль технического состояния объекта, очистка, смазка, замена отдельных составляющих частей или их регулировка в целях предупреждения повреждения (преждевременного износа), а также часть работ по устранению

повреждений.

I.I.I5. Техническое обслуживание подразделяется на два вида - периодическое и сезонное.

Периодическое ТО выполняется через установленные в эксплуатационной ведомости значения наработки или интервал времени. Периодическое ТО может различаться содержанием операций. В этом случае ТО нумеруют в порядке возрастания, например, ежесменное ТО, еженедельное ТО и т.д.

Сезонное ТО проводится в целях подготовки оборудования и сооружений к эксплуатации в осенне-зимних или весенне-летних условиях.

I.I.I6. Ремонт - комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности оборудования и восстановлению ресурсов оборудования или его составных частей.

В соответствии с ГОСТ I8322-78 предусматривается ремонт оборудования плановый и внеплановый (вызванный отказами и авариями при эксплуатации).

По степени восстановления ресурса ремонты подразделяются на два вида - текущий и капитальный.

I.I.I7. Текущий ремонт (ТР) - ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспособности оборудования и состоящий в замене и (или) восстановлении отдельных частей.

ТР осуществляется в процессе эксплуатации в целях гарантированного обеспечения работоспособности оборудования.

При ТР проводится частичная разборка оборудования, ремонт отдельных узлов или замена изношенных деталей, сборка, регулировка и испытание согласно инструкции по эксплуатации.

I.I.I8. Капитальный ремонт (КР) - ремонт, выполняемый для восстановления работоспособности (исправности) и полного (близкого к полному) восстановления ресурса оборудования с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые.

При КР производится полная разборка оборудования, мойка и дефектация деталей и узлов, ремонт, сборка, регулировка, испытание под нагрузкой и окраска.

I.I.I9. В соответствии с требованиями "Системы технического обслуживания и планового ремонта бурового и нефтепромыслового оборудования в нефтяной промышленности" техническое обслуживание и ремонт объектов сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа возложены на базу производственного обслуживания (БПО). База производственного обслуживания имеет, как правило, в своем составе цех по эксплуатации и ремонту трубопроводов (ЦЭРТ) с группой надзора, группой текущего ремонта, участком капитального ремонта и аварийно-восстановительной бригадой; цех подземного и капитального ремонта скважин (ЦПКРС); прокатно-ремонтный цех эксплуатационного оборудования (ПРЦЭО); цех автоматизации производства (ЦАП); прокатно-ремонтный цех электрооборудования и электроснабжения (ПРЦЭ и Э) или управление по эксплуатации электрических сетей.

I.I.20. Для выполнения работ по техническому обслуживанию и текущему ремонту объектов, не имеющих постоянного эксплуатационного персонала, в составе БПО создаются комплексные бригады. На объектах, где имеется эксплуатационный персонал, техническое обслуживание проводит этот персонал.

I.I.2I. Техническое обслуживание выполняется согласно требованиям инструкций по эксплуатации оборудования в плановом порядке

и, по возможности, во время технологического простоя оборудования.

I.I.22. Текущий ремонт оборудования на месте эксплуатации осуществляется силами комплексных бригад БПО, при необходимости привлекается эксплуатационный персонал.

Узлы оборудования, требующие ремонта, заменяются заранее отремонтированными из имеющегося резерва в БПО. Снятые с оборудования неисправные узлы и агрегаты направляются на ремонт в БПО или специализированные ремонтно-механические заводы.

I.I.23. Порядок сдачи в ремонт и приемки из ремонта оборудования, взаимоотношения заказчика и подрядчика и их ответственность регламентируются РДС 39-0I-038-80 "Организация ремонта оборудования. Основные положения".

I.I.24. Текущий ремонт, требующий применения специальной оснастки и оборудования, осуществляется в БПО (ЦБПО).

I.I.25. Минимальное количество рабочих, выполняющих ремонт определенного вида оборудования, установлено нормативными документами, действующими на предприятиях МНП.

I.I.26. Текущий ремонт предусматривается в нормативной документации и осуществляется в плановом порядке.

I.I.27. Капитальный ремонт машин, агрегатов и механизмов, как правило, проводится в ЦБПО объединений и на специализированных ремонтно-механических заводах. Капитальный ремонт стационарного технологического оборудования, сооружений и трубопроводов производится выездными бригадами соответствующих цехов (участков) РСУ и БПО (ЦБПО).

Оборудование отправляется на капитальный ремонт в соответствии с план-графиком планового ремонта.

Порядок сдачи в ремонт, испытание и приемка после ремонта определяются техническими условиями на капитальный ремонт обору-

дования.

Агрегаты, узлы и приборы, отправляемые на ремонт в БПО, должны быть предохранены от коррозии и других повреждений. Правила хранения и консервации оборудования изложены в "Инструкции по хранению бурового, эксплуатационного и силового оборудования", утвержденной МНП в установленном порядке.

I.I.28. Перед капитальным ремонтом проводится материальная, технологическая и организационная подготовка работ согласно "Системе технического обслуживания и планового ремонта бурового и нефтепромыслового оборудования в нефтяной промышленности".

Технологическая подготовка заключается в разработке технических условий на капитальный ремонт, технологических процессов разборки, сборки, восстановления и в составлении дефектных ведомостей.

Организация ремонтных работ включает:

планирование работ по ремонту;

техническую подготовку производства;

применение прогрессивной технологии ремонта;

механизацию слесарно-сборочных работ;

развитие специализации ремонта по видам оборудования;

расширение области применения узлового и обезличенного ремонта;

обеспечение ремонтной документацией в соответствии с ГОСТ 2.602-68 и ГОСТ 3.1108-74.

I.I.29. Работы по техническому обслуживанию и ремонту объектов систем сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа производятся в соответствии с планом-графиком работ и внепланово - по специальным заявкам на основе результатов контроля технического состояния объектов эксплуатации или в случае отказов (аварий) оборудования.

Планирование технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений является обязательным и должно быть направлено на проведение ремонтных работ в кратчайшие сроки с минимальными затратами. План-графики технического обслуживания и планового ремонта составляются в соответствии с требованиями "Системы технического обслуживания и планового ремонта бурового и нефтепромыслового оборудования в нефтяной промышленности".

I.I.30. Годовые план-графики составляются службой главного механика с разбивкой по месяцам с учетом равномерной загрузки ремонтных бригад и утверждаются главным инженером НГДУ.

I.I.3I. На основании годовых план-графиков планового ремонта служба главного механика составляет месячные планы работ по ремонту оборудования с учетом фактически отработанного времени.

При составлении месячных планов по ремонту оборудования уточняются сроки технологических остановок оборудования, и время ремонта по возможности приурочивается к этим срокам с учетом технического состояния оборудования.

I.I.32. План-график планового ремонта составляется на каждую единицу оборудования на основании установленных межремонтных периодов и ремонтных циклов по отработанному оборудованием времени.

План ремонта для оборудования, подконтрольного Госгортехнадзору, составляется отдельно от плана на остальное оборудование, но должен быть с ним увязан.

I.I.33. На основании план-графиков планового ремонта отделами главного механика и энергетика составляется сводный план капитального ремонта оборудования с разбивкой по кварталам. Сводный план капитального ремонта предназначен для определения объема ремонтных работ и размещения оборудования на капитальный ремонт в ЦППО, на ремонтных заводах МНП и других министерств.

I.I.34. Для каждого объекта эксплуатации должен быть разработан также план работ по ликвидации аварий в соответствии с требованиями "Инструкции по составлению планов ликвидации аварий".

При составлении плана работ по ликвидации аварий должны быть учтены особенности технологического процесса, осуществляемого на объекте эксплуатации, а также климатические особенности и возможные стихийные бедствия в данной местности.

I.I.35. При организации технической эксплуатации объектов системы сбора нефти и газа должны быть предусмотрены мероприятия по выявлению, учету и анализу всех видов отказа машин, механизмов и оборудования, выявлению и анализу долговечности деталей и составных частей оборудования.

Средняя долговечность принимается за основу определения межремонтных периодов, ремонтного цикла и его структуры.

К мероприятиям, направленным на повышение надежности, относятся:

определение достигнутого уровня надежности оборудования;

установление характера и причин отказов;

разработка и внедрение эффективных мер по устранению причин, вызывающих отказы;

выявление ненадежно работающих элементов и деталей, лимитирующих надежность оборудования;

определение оптимальных ороков проведения технического обслуживания и ремонта оборудования;

установление оптимальных норм расхода запасных частей.

Ведение документов по эксплуатации

I.I.36. Комплектность и правила составления эксплуатационных документов регламентированы ГОСТ 2.60I-68 "Эксплуатационные документы".

I.I.37. Основным документом в соответствии с ГОСТ 2.601-68 является паспорт или формуляр оборудования.

Ведение паспорта (формуляра) эксплуатирующей организацией обязательно.

I.I.38. Паспорт удостоверяет гарантированные предприятием-изготовителем основные параметры и технические характеристики оборудования.

Формуляр отражает техническое состояние данного оборудования и содержит сведения по его эксплуатации (длительность и условия работы, техническое обслуживание , виды ремонта и другие данные за весь период эксплуатации).

I.I.39. При направлении на ремонтное предприятие к оборудованию прилагается паспорт (формуляр).

I.I.40. Своевременное и правильное занесение в паспорт и формуляр сведений о наработке, ремонтах, авариях оборудования позволяет анализировать причины выхода из строя отдельных узлов и деталей в процессе работы, что является составной частью работы по повышению надежности и долговечности эксплуатации оборудования.

I.I.4I. Для организации и учета работ по техническому обслуживанию и ремонту оборудования при БПО создаются бюро или группы планового ремонта.

Оперативно-техническое руководство бюро (группой) планового ремонта осуществляется главным механиком НГДУ.

I.I.42. На бюро (группу) планового ремонта возлагаются следующие виды работ:

планирование и организация проведения всех видов технического обслуживания и ремонта оборудования;

контроль за правильной эксплуатацией оборудования обслуживающим персоналом;

учет наличия и движения оборудования, находящегося в эксплуатации и резерве;

определение потребности в запасных частях, материалах и оборудовании для ремонтно-эксплуатационных нужд;

совершенствование системы планового ремонта и организация работ, направленных на повышение надежности оборудования;

ведение паспортизации и учетно-отчетной документации.

I.I.43. Организация технического обслуживания и ремонта системы сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа в целом по НГДУ возлагается на главного инженера или его заместителя.

Ответственность за организацию и проведение ремонта по видам сооружений и оборудования в НГДУ несут:

здания и сооружения - заместитель по общим вопросам;

рабочие машины и механизмы - главный механик;

трубопроводы - производственный отдел по добыче нефти и газа;

автоматические замерные установки - отдел автоматизации;

энергетическое оборудование - отдел главного энергетика.

Основные задачи работников НГДУ

I.I.44. Основным производственным звеном нефтегазодобывающего объединения, осуществляющим техническую эксплуатацию объектов системы сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа, является НГДУ (нефтегазодобывающее управление).

I.I.45. При эксплуатации объектов системы сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа руководство НГДУ должно обеспечить выполнение следующих мероприятий:

учет наличия и движения оборудования;

ведение технической документации на оборудование;

разработка инструкций по эксплуатации оборудования, сооружений и трубопроводов;

учет работы оборудования в отработанных часах в целях своевременного проведения ремонта;

контроль за техническим состоянием, за правильностью эксплуатации оборудования;

проведение технического обслуживания оборудования;

разработка план-графиков планового ремонта оборудования;

проведение планового ремонта оборудования в соответствии с план-графиком;

поставка оборудования на капитальный ремонт и прием из ремонта;

ликвидация аварий оборудования, установление причин аварий;

внедрение новой техники и подготовка новых видов оборудования к эксплуатации;

определение потребности в запасных частях для ремонта оборудования;

контроль за наличием и техническим состоянием нормативного запаса оборудования и запасных частей, необходимого для бесперебойной работы предприятия, организация его хранения;

обеспечение служб ремонта необходимой технической документацией;

своевременное представление отчета о выполнении ремонта оборудования;

сбор данных о работе оборудования;

обучение, инструктирование и периодическая проверка знаний обслуживающего и ремонтного персонала;

контроль за соблюдением требований техники безопасности и пожарной безопасности при эксплуатации и ремонте оборудования;

разработка и внедрение мероприятий по сокращению потерь нефти, охране окружающей среды, экономии электроэнергии, топлива,

материалов и других средств.

I.I.46. Обслуживающий и ремонтный персонал должен знать и строго соблюдать:

инструкции по эксплуатации оборудования, сооружений и трубопроводов;

"Систему технического обслуживания и планового ремонта бурового и нефтепромыслового оборудования в нефтяной промышленности";

правила техники безопасности и пожарной безопасности;

порядок оформления выполненной работы.

I.2. Охрана труда и техника безопасности

I.2.I. Порядок организации работ, а также регламентации обязанностей и ответственности административно-технического персонала по охране труда и технике безопасности на объектах систем сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа определяются "Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности", "Правилами безопасности при сборе, подготовке и транспортировании нефти и газа на предприятиях нефтяной промышленности" и "Единой системой работ по созданию безопасных условий труда".

I.2.2. При организации и производстве работ на объектах системы сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа должна учитываться специфика производства, определяемая опасными свойствами нефти, в первую очередь, токсичностью, испаряемостью, способностью электризоваться, взрывоопасностью и пожароопасностью.

I.2.3. Руководители предприятий, цехов и участков должны обеспечить рабочих по профессиям и видам работ инструкциями по эксплуатации, технике безопасности и пожарной безопасности, а рабочие места - необходимыми плакатами по технике безопасности.

I.2.4. Инструкции по технике безопасности на предприятиях

должны пересматриваться и переутверждаться один раз в три года. Инструкции должны также пересматриваться при введении новых правил и норм, типовых инструкций, новых технологических процессов, установок, машин, аппаратов.

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

I.2.5. Все работники систем сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа обязаны твердо знать и строго выполнять в объеме возложенных на них обязанностей правила техники безопасности, производственной санитарии и пожарной безопасности.

I.2.6. Каждый рабочий и инженерно-технический работник обязан немедленно докладывать своему непосредственному руководству о замеченных им нарушениях и неисправностях оборудования, механизмов, приспособлений и инструмента, утечке нефти и ее паров, нарушениях правил охраны труда, техники безопасности, производственной санитарии и пожарной безопасности.

I.2.7. Все работники, вновь поступающие на работу, переводимые с одной работы на другую, должны проходить медицинское освидетельствование для определения соответствия их здоровья предъявляемым требованиям по занимаемой должности, а в процессе дальнейшей работы должны периодически проходить медицинский осмотр в соответствии с приказом Минздрава СССР № 700 от I9 июня I984 года "О проведении обязательных предварительных при поступлении на работу и периодических медицинских осмотров трудящихся, подвергающихся воздействию вредных и неблагоприятных условий труда".

I.2.8. Работники цехов и участков должны обеспечиваться согласно установленным перечням и нормам средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, спецпитанием, мылом и другими средствами.

I.2.9. В каждом цехе, службе, на каждом рабочем месте долж-

на находиться аптечка с необходимым запасом медикаментов и перевязочных материалов по установленному перечню.

I.2.IO. Весь производственный персонал системы сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа должен быть обучен способам оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях.

I.3. Пожарная безопасность

I.3.I. Порядок организации работ по пожарной безопасности объектов системы сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа определяется ГОСТ I2.I.004-85, "Правилами пожарной безопасности в нефтяной промышленности" и "Положением о добровольных пожарных дружинах на промышленных предприятиях и других объектах министерств и ведомств".

I.3.2. Ответственность за противопожарное состояние цехов, участков, установок, лабораторий, мастерских, складов и т.п. объектов системы сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа, за разработку и осуществление текущих планов противопожарных мероприятий, за комплектацию противопожарного имущества сохранность противопожарной техники и имущества возлагается на руководство этих подразделений и объектов и оформляется приказом по предприятию.

I.3.3. На каждом объекте на видном месте должна быть вывешана табличка с указанием фамилии, имени, отчества и должности лица, ответственного за пожарную безопасность.

I.3.4. Лица, ответственные за обеспечение пожарной безопасности, обязаны:

знать пожарную опасность технологического процесса и соответствующие меры безопасности;

следить за соблюдением установленных требований пожарной безопасности;

не допускать без разрешения проведение работ с применением открытого огня;

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

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

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

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

I.3.5. Для каждого цеха, мастерской, строительного и ремонтного участка, склада и других объектов на основе действующих правил пожарной безопасности должны быть разработаны, с учетом специфики производства, общеобъектовые и цеховые инструкции о мерах пожарной безопасности, согласованные с пожарной охраной предприятия, которые после утверждения руководством предприятия вывешиваются на видных местах.

I.3.6. Инструкции по пожарной безопасности должны предусматривать:

требования пожарной безопасности при пребывании работников на территории объекта;

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

порядок выполнения огнеопасных и взрывоопасных работ на территории объекта;

порядок допуска и правила движения транспорта на территории

объекта;

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

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

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

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

I.3.7. На каждом объекте приказом директора (начальника) предприятия должен быть установлен порядок, при котором все рабочие и служащие (в том числе и временные) в период оформления их на работу обязаны пройти первичный (вводный) противопожарный инструктаж о мерах пожарной безопасности. Допуск к работе лиц, не прошедших инструктаж, запрещается.

I.3.8. Для повышения общих технических знаний и ознакомления с правилами пожарной безопасности, вытекающими из особенностей технологического процесса производства, а также более детального обучения способам использования имеющихся средств пожаротушения с рабочими и служащими, работающими в цехах, лабораториях, складах и мастерских с повышенной пожарной опасностью, проводятся занятия по пожарно-техническому минимуму.

Порядок и программа проведения занятий разрабатываются в соответствии с "Правилами пожарной безопасности в нефтяной промышленности" работниками отдела техники безопасности совместно с пожарной охраной и объявляются приказом руководителя предприятия.

Занятия по пожарно-техническому минимуму проводятся один раз в год. По окончании прохождения программы пожарно-технического минимума от рабочих и служащих должны быть приняты зачеты.

I.3.9. Для установления и поддержания надлежащего режима эксплуатации все здания, сооружения и помещения на объектах систем сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа должны быть классифицированы по степени огнестойкости, характеризуемой группой возгораемости и пределом огнестойкости основных строительных конструкций согласно СНиП П-2-80 "Противопожарные нормы проектирования зданий и сооружений".

I.3.IO. Объекты системы сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа должны быть оборудованы телефонной или радиосвязью, электрической пожарной сигнализацией в соответствии с "Противопожарными техническими условиями строительного проектирования предприятий нефтегазодобывающей промышленности" и "Перечнем зданий, помещений и сооружений Миннефтепрома, подлежащих оборудованию установками автоматического пожаротушения и пожарной сигнализации".

I.3.II. Для предотвращения образования горючей среды необходимо обеспечить согласно ГОСТ I2.I.004-85:

максимально возможное применение негорючих и трудногорючих веществ и материалов;

ограничение массы и (или) объема горючих веществ, материалов и наиболее безопасное их размещение;

изоляцию горючей среды;

поддержание концентрации горючих газов, паров, взвесей и (или) окислителя в смеси вне пределов их воспламенения;

достаточную концентрацию флегматизатора в воздухе защищаемого объекта (его составной части);

поддержание температуры и давления среды, при которых распространение пламени исключается;

максимальную механизацию и автоматизацию технологических процессов, связанных с образованием горючих веществ;

установку пожароопасного оборудования по возможности в изолированных помещениях или на открытых площадках;

применение для горючих веществ герметичного оборудования и тары;

применение устройств защиты производственного оборудования с горючими веществами от повреждений и аварий, установку отключающих, отсекающих и других устройств;

применение изолированных отсеков, камер, кабин и т.п.

I.3.I2. На объектах систем сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа должны быть вывешаны схемы противопожарного водоснабжения (если это предусмотрено проектом), с указанием мест установки пожарных гидрантов и кранов; у места установки пожарного гидранта должен быть указатель с обозначением номера и его принадлежности.

I.3.I3. Временные работы, связанные с нарушениями полотна дорог, проездов и подъездов на территории объекта, допускаются с разрешения руководителя объекта при обязательном согласовании с пожарной охраной и с указанием места, характера и срока работ, а также мест временных проездов.

I.3.I4. Грозозащитные устройства и защитные заземления зданий, аппаратов и машин подлежат систематической проверке в установленные сроки.

I.3.I5. На складах ГСМ и в других местах с наличием легковоспламеняющихся и горючих жидкостей (ЛВ и ГЖ) должны быть сделаны надписи "Огнеопасно"и "Курить воспрещается".

I.3.I6. Проходы, выходы, лестничные клетки, тамбуры, коридоры, запасные выходы и подходы к средствам пожаротушения не должны загромождаться какими-либо предметами, материалами и оборудованием.

I.3.I7. На территории объекта должно быть не менее двух въездов (въездов) - основной и запасной.

Запасной въезд (выезд) должен поддерживаться постоянно в проезжем состоянии.

I.3.I8. Движение автотранспорта и спецтехники по территории объектов систем сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа разрешается при оборудовании выхлопной трубы глушителями и искрогасителями в соответствии с правилами внутреннего распорядка.

I.3.I9. В каждом производственном здании на видном месте должны быть вывешаны планы эвакуации людей в случае пожара.

План эвакуации должен включать:

план территории объекта с указанием основных и запасных выходов и въездов;

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

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

2. ПРОМЫСЛОВЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ

2.I. Трасса трубопроводов

2.I.I. Трасса трубопроводов системы сбора и внутрипромыслового транспорта нефти, газа и воды включает:

собственно трубопровод с отводами и лупингами, запорной и регулирующей арматурой, переходами через естественные и искус-

ственные препятствия;

линии и сооружения технологической связи, телемеханики и КИП;

дороги, расположенные вдоль трубопровода и подъезды к ним;

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

устройства энергоснабжения и дистанционного управления запорной арматурой и установок электрохимзащиты;

установки электрохимической защиты трубопроводов от коррозии.

2.I.2. Земельные участки, отводимые для трассы трубопроводов, определяются проектом и оформляются в постоянное пользование в установленном порядке.

2.I.3. Сельскохозяйственные земли или лесные угодья, нарушенные при строительстве или ремонте нефтепровода и других работах, связанных с нарушением почвенного покрова, согласно "Основам земельного законодательства Союза ССР и союзных республик", а также действующим СНиП должны быть приведены согласно заранее составленному и утвержденному проекту рекультивации нарушенных земель в состояние, пригодное для использования их по назначению.

2.I.4. К собственно трубопроводу относится конструкция изолированного трубопровода с запорной арматурой и смонтированными непосредственно на трубопроводе устройствами и приспособлениями.

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

2.I.6. Расстояния от оси трубопровода до ближайших строений, промышленных и гражданских сооружений должны быть не менее установленных ПТУ СП 0I-63 и ВСН 2.38-85.

2.I.7. Переходы трубопроводов через естественные и искусственные препятствия могут быть следующих видов:

подводные переходы;

переходы через железные и автомобильные дороги;

воздушные переходы через естественные препятствия (реки, ручьи, овраги и т.п.).

2.I.8. К подводным переходам относится линейная часть промыслового трубопровода, проходящая через водные преграды.

Границами подводного перехода трубопровода, определяющими длину перехода, являются: для многониточных переходов - участок, ограниченный запорной арматурой, установленной на берегах; для однониточных переходов - участок, ограниченный горизонтом высоких вод (ГВВ), не ниже отметок I0%-ной обеспеченности.

2.I.9. Все подводные трубопроводы на судоходных и сплавных водных путях на обоих береговых участках должны быть закреплены створными знаками с указанием пикета в соответствии с ГОСТ 20339-74.

2.I.I0. На обоих берегах перехода шириной в межень более I00 м должны быть установлены постоянные реперы, к которым должна производиться высотная привязка результатов промеров при каждом обследовании перехода. Реперы должны быть установлены в незатопляемой зоне, с учетом их сохранения при возможных разрушениях берегов и повреждений при ледоходе.

При ширине реки до I00м допускается установка одного репера.

2.I.II. Для сохранности подводных переходов на судоходных реках и сплавных водных путях, согласно "Правилам плавания по внутренним судоходным путям РСФСР" и "Уставу внутреннего водного транспорта СССР", в местах расположения подводных переходов должны предусматриваться информационные знаки ограждения охранной зоны. Знаки должны освещаться в ночное время в течение всего

периода навигации и должны быть занесены в лоцманские карты.

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

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

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

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

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

2.1.15. Трубопровод на всем протяжении подводной части должен быть заглублен в грунт не менее чем на 1 м, чтобы исключить возможность повреждения его якорями, судами, волокушами плотов и т.д.

2.1.16. Минимальное расстояние от оси подводных переходов до мостов, пристаней и т.д. должны приниматься в соответствии с СНиП II-45-75.

2.1.17. Обследование подводной части перехода должно производиться в соответствии с РД 39-30-1060-84 "Инструкция по обследованию технического состояния подводных переходов магистральных

нефтепроводов" по утвержденному графику. Данные результатов обследования заносятся в паспорт перехода.

2.I.I8. На подводные переходы через судоходные реки должны быть составлены технические паспорта установленной формы или формуляр в соответствии с РД 39-30-692-82 "Положение о формуляре подводного перехода магистрального нефтепровода".

2.I.I9. Переходы через железные и автомобильные дороги I-IУ категорий должны быть осуществлены в кожухах из труб диаметром не менее чем на I00-200мм больше диаметра трубопровода. Концы кожухов должны иметь водонепроницаемые уплотнения. При эксплуатации таких переходов необходимо уделять особое внимание наблюдению за смотровыми колодцами и имеющимися устройствами для отвода нефти на случай повреждения перехода.

2.I.20. Воздушные переходы трубопровода через естественные препятствия (реки, ручьи, овраги) должны быть выполнены по индивидуальным проектам, в соответствии с действующими СНиП, иметь единую нумерацию и технические паспорта.

2.2. Трубопроводы системы сбора нефти

2.2.I. Трубопроводы системы сбора нефти (промысловые нефтепроводы) предназначены для транспорта нефтегазоводяных смесей от скважин до установок подготовки нефти и подготовленных нефтей - до пунктов сдачи нефти.

2.2.2. Промысловые нефтепроводы проектируются и сооружаются в соответствии с требованиями ВСН 2-38-85 "Нормы проектирования промысловых стальных трубопроводов" и СНиП Ш-42-80.

2.2.3. Трубопроводы должны быть защищены от почвенной коррозии противокоррозионными покрытиями и от блуждающих токов системой электрохимзащиты (если это предусмотрено проектом).

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

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

2.2.6. Арматура на трубопроводе должна быть ограждена, иметь нумерацию и предупредительные знаки.

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

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

2.2.8. Арматура на нефтепроводах должна иметь площадки обслуживания и надписи с номерами согласно оперативной схеме, указатели направления вращения на закрытие и открытие и положения "закрыто", "открыто".

2.2.9. Вновь смонтированные трубопроводы подвергаются наружному осмотру и гидравлическому испытанию до наложения изоляции согласно правилам котлонадзора. Выбор способа и давления испытания трубопроводов устанавливается по СНиП 3.05.05-84.

Гидравлическое испытание трубопроводов в собранном виде должно производиться пробным давлением, равным 1,25 рабочего давления.

2.2.10. За рабочее (расчетное) давление в трубопроводе принимается:

для напорных трубопроводов от центробежных и вихревых насосов, если не установлен предохранительный клапан, - давление, развиваемое насосом при закрытой задвижке на стороне нагнетания,

с учетом давления на стороне всасывания;

для напорных трубопроводов от поршневых насосов и компрессоров, а также центробежных и вихревых насосов с установленными на них перепускным или предохранительным клапанами - давление, на которое отрегулированы эти клапаны.

2.2.II. Повторное гидравлическое испытание трубопровода производится после его реконструкции или ремонта.

2.2.I2. Приемка промысловых трубопроводов в эксплуатацию производится в соответствии с требованиями СНиП Ш-3-8I и ВСН 39.I.04-85.

При сдаче трубопроводов в эксплуатацию строительно-монтажная организация обязана предоставить следующие документы:

а) акт сдачи под монтаж траншей и опорных конструкций, акты укладки патронов;

б) сертификаты на сварочные материалы;

в) акты проверки внутренней очистки трубопроводов;

г) заключения по проверке качества сварных швов физическими методами контроля и протоколы механических испытаний;

д) акты испытаний арматуры (если они производились);

е) акты испытаний трубопроводов на прочность и плотность;

ж) журналы сварочных работ;

з) списки сварщиков, участвовавших в сварке трубопроводов с указанием номеров удостоверений и клейм;

и) акты продувки и промывки трубопроводов.

2.2.I3. На подразделения, обслуживающие промысловые нефтепроводы, возлагаются следующие обязанности:

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

периодический осмотр трубопроводов и его сооружений, выявление утечек нефти и других нарушений и неисправностей;

контроль за состоянием переходов через естественные и искусственные препятствия;

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

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

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

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

2.3. Трубопроводы системы сбора нефтяного газа

2.3.I. Трубопроводы системы сбора нефтяного газа (промысловые газопроводы) предназначены для транспорта нефтяного газа с объектов его отделения от нефти, начиная с первой ступени сепарации, до газоперерабатывающих заводов.

2.3.2. Газопроводы проектируются и сооружаются в соответствии с требованиями СНиП Ш-42-80 и ВСН 2.38-85.

2.3.3. Прокладка промыслового газопровода в одной траншее с кабельными линиями запрещается.

Пересечение газопровода с кабелем допускается только с письменного разрешения организации, эксплуатирующей кабель, и должно выполняться в соответствии с действующими СНиП.

2.3.4. Параллельная прокладка газосборных трубопроводов, а также пересечение их с кабелем должны производиться в соответствии

с "Правилами устройства электроустановок". При прокладке кабельных линий параллельно с газопроводами расстояние по горизонтали между кабелем и газопроводом должно быть не менее I м. Кабели, находящиеся от газопровода на меньшем расстоянии, но не менее 0,25 м, на всем протяжении сближения должны быть проложены в трубах.

Параллельная прокладка кабелей над и под газопроводами в вертикальной плоскости не допускается.

2.3.5. Трубы газопроводов должны соединяться сваркой, фланцевые и резьбовые соединения допускаются лишь в местах присоединения запорной арматуры, компенсаторов, регуляторов давления и другой аппаратуры, а также контрольно-измерительных приборов.

2.3.6. При пересечении автомобильных дорог, подъездных железнодорожных путей газопроводы должны заключаться в футляры с соблюдением условий, указанных в ВСН 2-38-85.

2.3.7. Задвижки (краны) газопроводов должны устанавливаться в колодцах с крышками, открывающимися по всему периметру колодца. При наземной установке задвижек (кранов) последние должны быть ограждены.

2.3.8. Наземные и подземные газопроводы, транспортирующие нагретый газ, должны быть проложены по самокомпенсирующемуся профилю или оборудованы компенсаторами, количество которых определяется расчетом.

2.3.9. Узлы замера нефтяного газа устанавливают в начале и в конце газопровода. В качестве средств замера газа используются дифманометры различных типов (ДМ 3566, ДСС-7I0 чН, ДСС-732 чН, ДСС-734 чН, ДСКС-7I0 4-3).

2.3.I0. Конденсатосборники (дрипы) устанавливаются в местах относительного понижения профиля газопровода.

2.3.II. Для обеспечения нормальной работы газопроводов наряду с конденсатосборниками иногда применяются путевые сепарационные отстойники (узлы дополнительной сепарации), в качестве которых используют серийные газосепараторы или емкости объемом 100-200 $м^3$, оснащенные по рекомендациям территориальных институтов сетчатыми, струнными или центробежными каплеуловителями. Эти аппараты должны быть оснащены надежными контрольно-измерительными приборами и исполнительными механизмами, обеспечивающими сброс или откачку конденсата в ближайший нефтепровод, либо в герметизированную емкость без участия обслуживающего персонала.

Эксплуатация путевых сепарационных отстойников осуществляется так же, как и сепарационных установок ДНС.

2.3.12. В системе сбора и внутрипромыслового транспорта нефтяного газа должны приниматься все меры к его полезной утилизации и сокращению сброса газов на факел. Допускается сжигание в факелах аварийных сбросов нефтяного газа, сбросов газа от предохранительных клапанов технологического оборудования и трубопроводов.

Для сброса нефтяных газов, содержащих сероводород в количестве более 8% вес., необходимо предусматривать отдельную факельную систему.

2.3.13. Для воспламенения сбросных газов и обеспечения стабильного горения факельная установка должна быть оборудована дистанционным электрозапальным устройством, подводящим трубопроводом топливного газа и дежурной горелкой, которая должна постоянно гореть.

Перед вертикальным стволом факела на горизонтальном участке газопровода (факельного трубопровода) должен быть установлен огнепреградитель (огневой предохранитель), доступный для осмотра и ремонта.

2.3.I4. Во избежание попадания конденсата в факел на подводящем факельном трубопроводе в его нижней точке должен быть установлен конденсатосборник , из которого должен своевременно удаляться конденсат.

2.3.I5. Территория вокруг факела в радиусе не менее 50 м должна быть ограждена. Перед входом на территорию факела должна быть вывешана предупредительная надпись: "Вход посторонним лицам запрещен".

В зоне ограждения факела радиусом 50 м запрещается размещение сепараторов, конденсатосборников, насосов. В этой зоне не допускается также устройство колодцев, приямков и других углублений.

Расстояние от оси ствола факела до ближайших зданий и сооружений определяется в соответствии с табл.20 ВНТП 3-85.

2.3.I6. Приемка промысловых газопроводов в эксплуатацию производится в соответствии с требованиями СНиП Ш-3-8I и ВСН 39.I.04-85.

2.3.I7. Продувка и испытание трубопроводов системы сбора нефтяного газа должны осуществляться в соответствии с требованиями СНиП Ш-42-80 "Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ".

2.3.I8. Для удаления окалины, грунта и случайно попавших при строительстве предметов газосборные трубопроводы должны продуваться воздухом или газом. Газопроводы диаметром более 2I9 мм продуваются с пропусканием очистных поршней.

2.3.I9. Для проведения продувки и испытания газопроводов приказом строительной организации по согласованию с заказчиком должна быть организована комиссия. В состав комиссии должны входить представители строительных организаций и предприятия-заказчика.

При испытании газосборных промысловых коллекторов (независимо от метода испытания) в комиссию должен обязательно включаться представитель Госгазинспекции.

2.3.20. Порядок проведения работ по продувке и испытанию трубопроводов устанавливается инструкцией, излагающей последовательность и способы выполнения работ, а также меры технической и пожарной безопасности. Инструкция составляется строительно-монтажной организацией применительно к данному трубопроводу и согласовывается с заказчиком.

Во всех случаях при продувке и испытании газопроводов газом инструкция согласовывается с Госгазинспекцией.

2.3.21. Газопроводы испытываются гидравлически сжатым воздухом или газом. При испытании газ, не имеющий запаха, или воздух предварительно должен быть одорирован.

Испытания проводятся с установленной арматурой.

Подземные газопроводы перед испытанием должны быть уложены в траншею и засыпаны.

2.3.22. Персонал, занятый продувкой и испытанием газопровода, до начала работы должен пройти дополнительный инструктаж по безопасному ведению работ.

2.3.23. Перед началом продувки и испытания газопроводов должны быть установлены зоны оцепления, указанные в таблице 2.1.

2.3.24. При продувке и испытании газопровода газом следует руководствоваться требованиями "Правил безопасности в нефтегазодобывающей промышленности".

2.3.25. До начала продувки и испытания газопровода необходимо снять напряжение с воздушных линий электропередач, находящихся в зоне оцепления.

Запрещаются испытания газопроводов на прочность и продувка их в ночное время.

Таблица 2.I

Условный диаметр трубопровода (ДУ), мм	Зона оцепления		
	при очистке полости, в обе стороны от трубопровода, м	при очистке полости, в направлении вылета ерша или поршня, м	при испытании, в обе стороны от трубопровода, м
При продувке и испытании газом или воздухом			
До 300	40	600	I00
300-500	60	800	I50
500-800	60	800	200
800-I000	I00	I000	250
I000-I400	I00	I000	350
При очистке и испытании водой			
Независимо	25	I00	25

2.3.26. При продувке минимальные расстояния от места выпуска газа до сооружения, железных и шоссейных дорог и населенных пунктов следует принимать по табл.2.I настоящих Правил.

2.3.27. Для наблюдения за состоянием газопровода во время продувки или испытания должны выделяться обходчики, которые обязаны:

а) вести наблюдение на закрепленных за ними участках газопровода;

б) не допускать нахождения людей, животных и движения транспортных средств в зоне оцепления и на дорогах, закрытых для движения;

в) немедленно оповещать руководителя работ о всех обстоятельствах, препятствующих проведению продувки и испытания или создающих угрозу для людей, животных, сооружений и транспортных средств, находящихся вблизи газопровода.

2.3.28. При продувке газопровода запрещается подходить к продувочному патрубку.

2.3.29. Газопровод, испытанный воздухом, может быть введен в эксплуатацию только после вытеснения воздуха газом.

2.3.30. Заполнять газопровод газом вплоть до полного вытеснения из продуваемого участка всего воздуха следует медленно.

Вытеснение считается законченным, если в газопроводе содержание кислорода в газе не превышает 2%.

2.3.31. Если при проведении испытания газопровода газом в месте пересечения им железной дороги, автомобильной дороги, а также вблизи населенного пункта произойдет разрыв газопровода, район должен быть немедленно оцеплен и выставлены знаки, запрещающие проезд и проход.

Размер оцепляемой зоны определяется инструкцией по испытанию и принимается в соответствии с п.2.3.26 настоящих Правил.

У железных дорог знаки, запрещающие движение, выставляются на расстоянии 800 м, а у автомобильных дорог на расстоянии 500 м от места разрыва.

При направлении ветра в сторону дорог указанное расстояние должно быть увеличено на 40-50%. Об аварии должно быть оповещено руководство железной дороги.

2.4. Техническое обслуживание и ремонт промысловых трубопроводов

2.4.1. При эксплуатации трубопроводов системы сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа должна быть обеспечена их работоспособность путем своевременного проведения технического обслуживания и планового ремонта (ТО и ПР), а также качественным выполнением восстановительных работ при неплановых ремонтах,

2.4.2. Работники, выполняющие техническое обслуживание и ремонт трубопроводов обязаны знать трассу трубопроводов, устройство и работу арматуры.

2.4.3. Ремонтно-восстановительное подразделение должно оснащаться необходимыми транспортными средствами, оборудованием, материалами, инструментами и инвентарем согласно установленному перечню.

Общие правила технической эксплуатации промысловых трубопроводов

2.4.4. Работы по техническому обслуживанию и ремонту промысловых трубопроводов производятся в соответствии с планом-графиком ТО и ПР и внепланово - в случае аварии трубопроводов или по специальным заявкам на основе результатов контроля технического состояния трубопроводов.

2.4.5. Периодичность осмотра трубопроводов путем обхода, объезда или облета устанавливается руководством НГДУ в зависимости от местных условий, сложности рельефа трассы и времени года.

Внеочередные осмотры производятся после стихийных бедствий, в случае обнаружения утечки нефти, падения давления, отсутствия баланса нефти и других признаков повреждения трубопроводов.

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

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

2.4.7. При текущем ремонте промысловых нефтэпроводов и газопроводов заменяются или ремонтируются задвижки, краны, контрольные трубы, электроизолирующие фланцы, устройства электрохимзащиты от коррозии, конденсатосборники и т.п.

Результаты осмотра и текущего ремонта вносят в паспорт газопровода.

2.4.8.При капитальном ремонте осуществляется полное восстановление исправности, пропускной способности и ресурса трубопроводов: заменяются участки, подверженные коррозии, восстанавливается поврежденная изоляция, меняется и ремонтируется оборудование и арматура, проводится полная ревизия, поверка и ремонт контрольно-измерительных приборов и средств автоматизации.

При местной коррозии трубопровода поврежденный участок заменяют новым или на место повреждения устанавливают и приваривают муфту.

При разрывах дефектный стык вырезают и вместо него в трубопровод вваривают катушку длиной 0,4-0,8 м из такой же трубы.

2.4.9. По окончании ремонта трубопровода составляют исполнительные чертежи (в 2 экземплярах) и акт за подписями ответственного исполнителя и приемщика выполненных работ.

2.4.10. При производстве земляных работ в зоне газопроводов посторонними организациями необходимо обнаженные участки газопроводов засыпать слоем песка высотой не менее 0,2 м с тщательной подбивкой постели. Если при рытье траншеи или котлована газопровод оказывается в призме обрушения, то дальнейшие работы производятся с устройством креплений. Если же при раскопках участок газопровода длиной 2 м и более провисает или на вскрытом участке газопровода обнаруживается стык, то такой участок необходимо надежно "подвесить" во избежание прогибов или переломов.

2.4.II. Каждое НГДУ должно разрабатывать и утверждать конкретный план мероприятий по обеспечению безаварийной работы трубопроводов в осенне-зимний и весенний паводковый периоды.

2.4.I2. В плане подготовки к эксплуатации трубопроводов в зимних условиях должны быть предусмотрены:

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

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

восстановление противопожарных сооружений;

промывка нефтью тупиковых и непроточных участков нефтепроводов и арматуры;

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

2.4.I3. В плане мероприятий по подготовке к весеннему паводку должны быть предусмотрены:

ремонт и укрепление воздушных, подводных переходов;

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

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

создание необходимого запаса горюче-смазочных материалов;

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

ремонт ледорезов в местах возможных заторов льда;

обрубка льда в урезах рек над подводными переходами;

подготовка плавучих средств и средств сбора нефти с водной поверхности;

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

назначение дежурных постов на особо ответственных местах.

Мероприятия по подготовке к паводку должны быть согласованы с паводковыми комиссиями при исполкомах Советов народных депутатов по местам прохождения трубопроводов.

2.4.14. Ликвидация аварии на промысловых трубопроводах производится согласно утвержденной главным инженером НГДУ инструкции по ликвидации аварий промысловых трубопроводов, содержащей:

оперативную часть, в которой предусматриваются: вид и место возможных аварий, условия, опасные для людей и окружающей среды, расчет количества выхода нефти с поврежденного участка;

мероприятия по эвакуации людей и охране окружающей среды, по локализации выхода нефти, отключению поврежденного участка, ликвидации аварий;

действия ИТР и рабочих, меры техники безопасности и пожарной безопасности;

мероприятия по тушению нефти в случае ее загорания;

места нахождения служб и средств для ликвидации аварий;

распределение обязанностей между отдельными лицами, участвующими в ликвидации аварий;

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

2.4.15. Эксплуатация устройств электрохимзащиты трубопроводов от коррозии осуществляется специально обученными работниками. На каждую установку необходимо иметь паспорт и журнал контроля работ. В паспорте содержится техническая характеристика и режим работы этих установок, в журнал заносятся все работы, связанные с осмотром и проверкой установок.

2.4.16. Обслуживание установок электрохимзащиты заключается в периодических осмотрах и контрольных замерах. Замер потенциалов на контактных устройствах должен производиться не реже 4 раз в месяц на дренажных установках, 2 раз в месяц на катодных установках, 1 раза в месяц на протекторных установках.

2.4.17. При периодических осмотрах дренажных установок проверяют: целостность монтажа, отсутствие различных повреждений, плотность контактов, наличие предохранителей и их исправность, состояние контактов реле, производят чистку контактов реле, смену предохранителей, очистку дренажной установки от пыли, грязи, снега и наледи.

2.4.18. Во время осмотра катодной установки убеждаются в наличии тока и напряжения источника питания, целостности монтажа установки и отсутствии различных повреждений, в плотности контактов.

2.4.19. При профилактическом осмотре протекторной защиты проверяют плотность контактов и отсутствие различных повреждений в контактных устройствах.

2.4.20. При периодических контрольных замерах на дренажных установках измеряются: величина и направление тока, величина и разность потенциалов между трубопроводом и рельсами, при которых срабатывает дренажная установка, а также средняя величина этой разности. Проверяется также, разорвется ли цепь дренажа при перемене полярности газопровода относительно рельсов, определяется разность потенциалов между трубопроводом и землей. Проверяется исправность имеющихся контрольно-сигнальных устройств.

2.4.21. При периодических контрольных замерах на катодных установках производится: измерение величин выходного напряжения, тока, разности потенциалов между землей и трубопроводом, проверка состояния анодного заземления и имеющихся контрольно-сигнальных устройств.

2.4.22. Периодическими контрольными замерами на установках протекторной защиты предусматривается: измерение потенциала трубопровода относительно земли при включенной и при отключенной защите, а также измерение тока, протекающего по цепи протектор-трубопровод и сопротивления в этой цепи.

2.4.23. Если потенциал трубопровода на участке подключения электродов будет меньше минимального защитного потенциала, то проверяют целостность провода между протектором и газопроводом, а также места его соединения с трубопроводом и протектором. Не реже I раза в год проверяют эффективность действия протекторной установки. Все результаты осмотра и контрольных замеров заносят в специальный журнал.

Особенности эксплуатации промысловых газопроводов

2.4.24. В процессе эксплуатации подземные газопроводы должны периодически подвергаться осмотру и проверке на плотность, состояние изоляции и наружной поверхности трубы. Осмотр и проверка на плотность проводится по графику, утвержденному руководителем предприятия, ответственным за эксплуатацию газопроводов, но не реже одного раза в пять лет.

2.4.25. Проверка плотности и состояния изоляции газопроводов проводится существующими методами, позволяющими выявлять утечки газа и повреждения изоляции без вскрытия грунта.

Разрешается шурфовой осмотр газопроводов. При механизированном рытье шурфов или котлована последний слой грунта над газопроводом толщиной 200-300 мм должен удаляться вручную лопатами.

2.4.26. Результаты проверки на плотность и осмотра газопровода должны заноситься в журнал и оформляться актом.

2.4.27. Конденсатосборники на газопроводе нефтяного газа должны периодически освобождаться от конденсата в передвижные емкости или перекачиваться насосами в ближайшие нефтепроводы, если это было предусмотрено проектом.

Газопроводы, оборудованные узлами запуска и приема очистительных шаров, должны очищаться от конденсата путем вытеснения его шарами в конденсатосборники. Периодичность пропуска шаров определяется условиями эксплуатации газопровода и величиной перепада давления по трассе газопровода.

Все продувки и очистки газопровода должны сопровождаться соответствующей записью в журнале технического обслуживания газопровода.

2.4.28. В случае появления жидкостных пробок производят проверку конденсатосборника или гидрозатвора и удаление конденсата, устраняют провис путем выправления уклона газопровода или устанавливают дополнительный конденсатосборник.

2.4.29. Снежно-ледяные, гидратные и нафталиновые закупорки устраняют с помощью растворителей, отогрева паром, шуровкой газопровода стальной проволокой диаметром 5-8 мм, прочисткой скребками и ершом.

При использовании метанола в качестве растворителя следует руководствоваться "Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности" и "Общими санитарными правилами по хранению и применению метанола".

2.4.30. При эксплуатации и ремонте факельного хозяйства следует руководствоваться требованиями "Правил устройства и безопасной эксплуатации факельных систем", а также "Правил безопасности при эксплуатации установок подготовки нефти на предприятиях нефтяной промышленности".

2.4.31. Перед розжигом факела подходящий к нему факельный трубопровод должен быть продут паром. После этого следует убедиться в исправности электрозапального устройства, в поступлении на него топливного газа, а также в отсутствии на территории факельной установки горючей жидкости и загазованности.

2.4.32. При эксплуатации факельных трубопроводов необходимо исключить возможность подсоса воздуха и образование в них взрывоопасных смесей, а также возможность их закупорки ледяными пробками.

Содержание кислорода в сбросных газах не должно превышать 50% от минимального взрывоопасного содержания кислорода.

2.4.33. Лицо, ответственное за эксплуатацию факельного хозяйства, распоряжением назначает ответственного за осмотр факела, который должен проводить ежедневный осмотр с записью в журнале осмотра факельной системы.

Проверять состояние факельной системы следует в присутствии дублера при наличии индивидуальных противогазов с отметкой в вахтенном журнале.

Запрещается допуск рабочих в зону ограждения факела без разрешения лица, ответственного за эксплуатацию факельного хозяйства.

2.4.34. Персонал, обслуживающий факельную систему, обязан:

- поддерживать устойчивое горение дежурной горелки;
- не допускать посторонних на территорию факельной системы;
- обо всех неполадках сообщать старшему по смене, который в свою очередь должен поставить в известность начальника объекта, сделав запись в вахтенном журнале;
- при аварии или пожаре в районе факельной системы вызвать газоспасательную службу и пожарную часть.

2.4.35. Канализационные колодцы и другие подземные сооружения, расположенные вдоль газопровода на расстоянии до 15 м по обе стороны от него, необходимо проверять на загазованность не реже трех раз в год, а в первый год эксплуатации газопровода - не реже одного раза в месяц.

Обходчикам при профилактическом осмотре газопровода спускаться в колодцы запрещается.

Наличие газа определяется газоанализатором.

При обнаружении газа в каком-либо из этих сооружений газопровод должен быть немедленно отключен, произведены обследования и необходимый ремонт его, а также проверены на загазованность все другие подземные сооружения и здания, расположенные на указанном выше расстоянии по трассе газопровода.

Результаты осмотров записываются в журнал.

2.4.36. При разрыве газопровода необходимо немедленно отключить его и освободить опасную зону от людей и техники на период ликвидации аварии.

2.4.37. При эксплуатации промысловых газопроводов обслуживающий персонал должен иметь и вести следующую техническую документацию:

эполнительный план-схему подземных газопроводов с нанесенним сварными стыками и линейными сооружениями (задвижки, атосборники, продувочные свечи, узлы приема и запуска шаров и т.п.);

- паспорта на подземные газопроводы, узлы замера газа, газовую аппаратуру, регуляторы давления, предохранительные клапаны;

- приказы о назначении ответственных лиц по предприятию (промыслу) с конкретным указанием газового оборудования, за которое отвечает тот или иной работник;

- утвержденные должностные и производственные инструкции для работников газовой службы;

- приказ, определяющий круг лиц, имеющих право выдачи нарядов на проведение газоопасных работ, а также лиц, допущенных к руководству и выполнению этих работ;

- планы-графики проведения технического обслуживания и ремонта газопроводов;

- план и инструкцию по ликвидации аварий при эксплуатации газопроводов;

- журналы учета проводимых инструктажей по технике безопасности и проверке знаний правил эксплуатации газопроводов;

- журналы учета проводимого технического обслуживания и ремонта газопроводов, сооружений на них и газового оборудования;

- журнал учета проверки контрольно-измерительных приборов, средств сигнализации и защиты;

- журнал учета выдачи нарядов на газоопасные работы, а также сами наряды, возвращенные после выполнения работ;

- журнал учета проведения учебно-тренировочных занятий по инструкциям и планам ликвидации аварий при эксплуатации промысловых газопроводов.

Капитальный ремонт промысловых трубопроводов

2.4.38. Капитальный ремонт промысловых трубопроводов производится следующими способами:

а) с подъемом трубопровода в траншее;

б) с подъемом и укладкой трубопровода на лежки в траншее;

в) без подъема трубопровода с сохранением его положения.

Выбор способа ремонта зависит от диаметра трубопровода, его технического состояния и других конкретных условий.

2.4.39. Ремонт с подъемом трубопровода в траншее рекомендуется для трубопроводов диаметром до 720 мм включительно при замене изоляционного покрытия без восстановления стенки трубы.

Технологические операции выполняются поточно в следующей последовательности:

а) уточнение положения трубопровода;

б) снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал и планировка полосы трассы в зоне движения машин;

в) разработка траншеи до нижней образующей трубопровода;

г) проверка технического состояния трубопровода, контроль поперечных сварных стыков и усиление их в случае необходимости;

д) подъем трубопровода;

е) очистка трубопровода от старого изоляционного покрытия;

ж) нанесение грунтовки;

з) нанесение нового изоляционного покрытия;

и) контроль качества изоляционного покрытия;

к) укладка трубопровода;

л) присыпка трубопровода и окончательная засыпка траншеи;

м) рекультивация плодородного слоя почвы.

2.4.40. Ремонт с подъемом и укладкой трубопровода на лежки в траншее рекомендуется для трубопроводов диаметром до 720 мм включительно при замене изоляционного покрытия с восстановлением стенки трубы.

Технологические операции выполняются в следующей последовательности:

а) уточнение положения трубопровода;

б) снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал и планировка полосы трассы в зоне движения машин;

в) разработка траншеи до нижней образующей трубопровода;

г) проверка технического состояния трубопровода, контроль поперечных сварных стыков и усилении их в случае необходимости;

д) подъем трубопровода;

е) очистка трубопровода от старого изоляционного покрытия;

ж) укладка трубопровода на лежки;

з) выполнение сварочных работ на участке, уложенном на лежки (опоры);

и) подъем трубопровода;

к) окончательная очистка трубопровода;

л) нанесение грунтовки;

м) нанесение нового изоляционного покрытия;

н) контроль качества изоляционного покрытия;

о) укладка трубопровода;

п) присыпка трубопровода и окончательная засыпка траншеи;

р) рекультивация плодородного слоя почвы.

2.4.41. Ремонт без подъема трубопровода с сохранением его положения рекомендуется для трубопроводов диаметром 820 мм и более при замене изоляционного покрытия с восстановлением и без восстановления стенки трубы. Этот способ рекомендуется также и для ремонта трубопроводов диаметром 720 мм и менее при неудовлетворительном техническом состоянии стенки трубы.

Технологические операции выполняются в следующей последовательности:

а) уточнение положения трубопровода;

б) снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал и планировка полосы трассы в зоне движения машин;

в) разработка траншеи ниже нижней образующей трубопровода;

г) проверка технического состояния трубопровода, контроль поперечных сварных стыков и усиление их в случае необходимости;

д) разработка грунта под трубопроводом;

е) поддержание подкопанного участка трубопровода;

ж) очистка трубопровода от старого изоляционного покрытия;

з) выполнение сварных работ на участке, уложенном на лежки;

и) нанесение грунтовки;

к) нанесение нового изоляционного покрытия;

л) контроль качества изоляционного покрытия;

м) присыпка с подбивкой грунта под трубопровод и окончательная засыпка траншеи;

н) рекультивация плодородного слоя почвы.

2.4.42. Перед началом ремонтного сезона необходимо поставить в известность местные органы Госпожарнадзора о сроках проведения работ по капитальному ремонту действующего трубопровода.

2.4.43. Земляные работы при ремонте трубопроводов следует выполнять механизированным способом. Выполнение земляных работ вручную допускается лишь в местах, где механизация работ затруднена (пересечение трубопровода с подземными коммуникациями и т.п.).

2.4.44. Во избежание повреждения трубопровода ковшом экскаватора проводится определение его положения в грунте трассоискателем. Ось трубопровода на местности обозначается вешками, которые устанавливаются через 50 м, а при неровном рельефе - через 25 м.

2.4.45. Разработка грунта в местах пересечения трубопровода с другими подземными коммуникациями допускается лишь при наличии письменного разрешения и в присутствии представителя организации, эксплуатирующей эти подземные коммуникации.

Организации, в ведении которых находятся подземные коммуникации, обязаны до начала производства работ обозначить на местности хорошо заметными знаками оси и границы этих коммуникаций.

2.4.46. При обнаружении на месте производства работ подземных коммуникаций и сооружений, не указанных в проектной документации, должны быть приняты меры к защите от повреждений обнаруженных коммуникаций и сооружений.

2.4.47. При пересечении траншеи с действующими подземными

коммуникациями разработка грунта механизированным способом разрешается на расстоянии не ближе 2 м от боковой стенки и не менее I м над верхом коммуникаций (трубы, кабеля и др.) в соответствии со СНиП III-8-76 "Правила производства и приемки работ. Земляные сооружения".

Грунт, оставшийся после механизированной разработки, должен дорабатываться вручную без применения ударных инструментов и с принятием мер, исключающих возможность повреждения этих коммуникаций.

2.4.48. Разработка траншеи в непосредственной близости от действующих подземных коммуникаций должна производиться лишь при условии принятия мер против осадки этих сооружений и предварительного согласования с организациями, эксплуатирующими эти сооружения. Мероприятия, обеспечивающие сохранность существующих сооружений, должны быть предусмотрены в проектной документации.

2.4.49. Если траншея пересекает автомобильные дороги, то для проезда транспорта и других целей заранее по разрешению владельцев дорог должно быть согласовано устройство временных объездов с установкой специальных дорожных знаков и определением начала и окончания работ по ремонту участка трубопровода через дорогу.

Способ рытья траншеи в местах пересечения трубопровода с шоссейными и грунтовыми дорогами подлежит согласованию с организациями, эксплуатирующими эти дороги.

2.4.50. Плодородный слой почвы на площади, которую будет занимать траншея, должен быть снят и уложен в отвал для использования его при восстановлении (рекультивации) нарушенных участков.

Толщина плодородного слоя почвы и места его снятия на трассе устанавливаются на основании изысканий.

Минимальная ширина полосы снятия плодородного слоя почвы должна быть равна ширине траншеи по верху плюс 0,5 м в каждую

сторону. Использование плодородного слоя почвы для засыпки траншеи, приямков, котлованов и т.д. запрещается.

2.4.51. Для устойчивой и надежной работы машин и механизмов полоса трассы перед проходом ремонтной колонны при необходимости должна быть спланирована.

2.4.52. Поперечный профиль и размеры разрабатываемой траншеи зависят от принятого способа ремонта, диаметра ремонтируемого трубопровода, габаритных размеров ремонтных машин и механизмов и устанавливаются технорабочим проектом.

2.4.53. Во избежание повреждения трубопровода минимальное расстояние между стенкой трубы и ковшом работающего экскаватора должно быть 10-15 см.

2.4.54. При разработке траншеи ее необходимо защищать от затопления и размыва поверхностными водами путем размещения отвалов грунта с нагорной стороны, соответствующей планировкой примыкающей территории, а в необходимых случаях устройством водоотводных канав и другими способами.

2.4.55. Перед подъемом трубопровода необходимо:

уложить вдоль трассы на бровке траншеи лежки, расставить грузоподъемные механизмы, проверить наличие необходимого инвентаря и аварийного инструмента;

проверить состояние канатов, блоков и тормозных устройств кранов-трубоукладчиков или других грузоподъемных механизмов и приспособлений, мягких полотенец, троллейных подвесок и др.

2.4.56. Перед началом подъема трубопровода необходимо проверить исправность ближайших задвижек.

Начало (или конец) приподнимаемого участка трубопровода согласно "Отраслевой инструкции по безопасности труда при капитальном ремонте магистральных нефтепроводов" (ИБТВ I-036-78) должно находиться от линейных задвижек или других мест защемления на расстоянии

не менее: для трубопроводов диаметром 500 мм - 30 м; 500-700 мм - 40 м; более 700 мм - 50 м.

2.4.57. Подъем трубопровода следует осуществлять плавно и равномерно, без рывков и резких колебаний. Контроль величины расчетных нагрузок на крюках трубоукладчиков производится динамометрами.

Работы по подъему и укладке трубопровода разрешается производить только в присутствии лица, ответственного за производство работ. При возникновении аварийной ситуации руководитель работ докладывает о случившемся диспетчеру НГДУ и по команде диспетчера организует закрытие ближайших линейных задвижек, отключающих ремонтируемый участок.

2.4.58. При капитальном ремонте трубопроводов для защиты наружной поверхности трубопровода от коррозии следует применять изоляционные покрытия, которые предусмотрены действующими стандартами и нормативно-технической документацией, утвержденной Госстроем СССР, а также специально разработанные для этих целей изоляционные покрытия типа "Пластобит".

2.4.59. Наружная поверхность трубопровода должна быть сухой во время нанесения изоляционного покрытия.

Не разрешается нанесение изоляционного покрытия во время снегопада, дождя, тумана, сильного ветра, пылевых бурь.

2.4.60. Качество нанесения грунтовки проверяется внешним осмотром на отсутствие пропусков, сгустков, подтеков и пузырей.

Качество изоляционного покрытия проверяется в соответствии с требованиями нормативно-технической документации по их применению.

2.4.61. Выявленные дефектные места, а также все повреждения изоляционного покрытия, произведенные во время проверки ее качества, должны быть исправлены и вновь проверены.

2.4.62. Мероприятия по охране труда и технике безопасности при проведении капитального ремонта нефтепроводов должны выполняться с соблюдением требований следующих документов:

"Единая система работ по созданию безопасных условий труда";

"Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности";

"Отраслевая инструкция по безопасности труда при капитальном ремонте магистральных нефтепроводов" (ИБТВ 036-78);

инструкции по эксплуатации машин, механизмов и специальных средств, используемых при ремонте.

2.4.63. Капитальный ремонт подземных трубопроводов должен производиться под руководством ответственного работника, прошедшего проверку знаний техники безопасности, правил производства ремонтных работ и назначенного приказом по НГДУ к руководству этими работами.

2.4.64. К производству работ по капитальному ремонту подземных трубопроводов могут быть допущены лица не моложе 18 лет, обученные и успешно прошедшие проверку знаний.

К производству ремонтных работ допускаются рабочие в соответствующей спецодежде, спецобуви и имеющие индивидуальные средства защиты - очки, рукавицы, противогазы и др.

2.4.65. Ремонтная бригада должна иметь надежную связь с НГДУ. На месте производства ремонтных работ должен постоянно находиться исправный вахтовый транспорт.

2.4.66. Ремонтная бригада должна быть обеспечена аптечкой с медикаментами и перевязочными материалами.

Персонал, занятый ремонтом трубопровода, должен быть обучен правилам и приемам оказания первой (доврачебной) помощи.

2.4.67. Если при вскрытии трубопровода появилась течь нефти, необходимо прекратить вскрышные работы, заглушить экскаватор и

работающие вблизи выхода нефти механизмы, персоналу уйти из опасной зоны, доложить о случившемся руководителю работ и диспетчеру.

2.4.68. Запрещается при подъеме (укладке) трубопровода находиться в траншее, под стрелой крана-трубоукладчика, в зоне перемещения откинутого контргруза, под трубопроводом или стоять на нем, а также находиться между краем траншеи и трубой.

2.4.69. Во время гололеда, тумана и ветра силой свыше 6 м/с выполнять работы по подъему (укладке) трубопровода запрещается.

2.4.70. При обнаружении отпотин на трубопроводе работы по подъему (укладке) должны быть прекращены и срочно приняты меры к исправлению дефекта.

2.4.7I. Перед началом очистки и изоляции необходимо:

проверить степень загазованности траншеи через каждые I00 м с помощью газоанализатора;

проверить отсутствие обрывов и целостность изоляции на силовом кабеле машин;

заземлить передвижную электростанцию;

проверить надежность контактов клеммы "Земля" на машине с нулевой жилой кабеля.

2.4.72. Замену резцов и прочие наладочные, ремонтные и регулировочные работы на машине производить только после остановки очистной и изоляционной машин, укладки трубопровода на лежки и отключения питающего кабеля.

2.4.73. Перед засыпкой трубопровода ответственное лицо за безопасное проведение работ должно убедиться в отсутствии людей в траншее.

Запрещается использовать для засыпки грунт, пропитанный нефтью.

2.4.74. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности при проведении капитального ремонта подземных нефтепроводов должны

выполняться с соблюдением следующих документов: "Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности", "Правила пожарной безопасности при эксплуатации предприятий Главнефтеснаба РСФСР", "Типовые правила пожарной безопасности для промышленных предприятий", постановления исполкомов местных советов народных депутатов по вопросам пожарной безопасности.

2.4.75. Каждая ремонтно-строительная колонна должна иметь первичные средства пожаротушения.

2.4.76. Категорически запрещается курить и производить действия, ведущие к появлению искр, в местах приготовления, хранения, нанесения грунтовки, а также при нанесении изоляции.

2.4.77. В случае возникновения пожара (аварии) следует немедленно вызвать пожарную команду (аварийную бригаду), одновременно приступив к ликвидации пожара (аварии) имеющимися в наличии силами и средствами.

3.ПУТЕВЫЕ, УСТЬЕВЫЕ ПОДОГРЕВАТЕЛИ

3.I. Подогрев высоковязкой и высокозастывающей нефти и нефтяной эмульсии производится на устье скважин или в пути ее движения по трубопроводам систем сбора нефти с целью снижения вязкости для обеспечения пропускной способности трубопроводов и эффективной работы насосов.

3.2. Для подогрева нефти в системах сбора в основном используются огневые печи, выпускаемые в блочном исполнении, монтаж и эксплуатация которых производится в соответствии с правилами, указанными в паспорте.

3.3. Расположение пунктов подогрева, количество и тип подогревателей в них определяется проектом на основе выполнения теплогидравлических расчетов.

3.4. Параметры работы подогревателей определяются производительностью участка системы сбора нефти и временем года.

3.5. В качестве топлива в подогревателях должен использоваться подготовленный попутный газ или газ из газопровода. Система, подводящая газ к горелкам, должна эксплуатироваться в соответствии с "Правилами безопасности в газовом хозяйстве".

3.6. На топливном трубопроводе должна быть задвижка (на расстоянии не менее 10 м от фронта горелок), позволяющая одновременно прекратить подачу топлива ко всем горелкам, редуцирующее устройство, отрегулированное на давление, необходимое для горения горелок, а также конденсатосборник для предупреждения попадания конденсата в горелку и в систему автоматики.

3.7. Пожаротушение блочных печей типа ПТБ на объектах обустройства месторождений в случае отсутствия технологического пара и инертного газа согласно ВНТП 3-85 не предусматривается.

3.8. Для защиты от пожара соседних печей и других объектов следует предусматривать:

противопожарную разделительную стену между печами нагрева с пределом огнестойкости 2,5 ч, высотой до верхнего уровня огневой части печи;

противопожарную стену с пределом огнестойкости 2,5 ч со стороны технологической установки на расстоянии 1 - 1,5 м от площадки печей с указанной высотой.

3.9. Трубчатые печи должны быть снабжены сигнализацией, срабатывающей при прекращении подачи топлива к горелкам или снижении давления его ниже установленных норм, автоматическими устройствами, прекращающими подачу топлива к горелкам при их погасании, сигнализацией предельно допустимой температуры продукта.

3.10. Правила и режимы эксплуатации печей подогрева определяются проектом, паспортными данными и утвержденными в установленном порядке инструкциями по эксплуатации.

3.11. Эксплуатация системы КИП и автоматики на пунктах подогрева осуществляется в соответствии с заводской инструкцией по эксплуатации данного типа нагревателя.

3.12. К эксплуатации огневых нагревателей допускаются лица, сдавшие в установленном порядке экзамен на право обслуживания топочных устройств.

3.13. Перед зажиганием горелок печи необходимо:

а) проверить плотность закрытия рабочих и контрольных вентилей на всех горелках;

б) спустить конденсат из топливной линии;

в) продуть топливный трубопровод на свечу.

Продувочные свечи должны быть выведены в безопасное место.

3.14. Разрешается зажигать горелки печи только с применением факела или запальником, за исключением типов печей, в которых предусмотрено электрозажигание.

3.15. Запрещается применять для пропитки факела легковоспламеняющиеся продукты (бензин, лигроин, керосин и т.п.).

Тушение горящего факела следует производить в ящиках с сухим песком.

3.16. Если газ не загорелся или горение прекратилось, необходимо закрыть вентиль горелки, выждать не менее 5 минут, про-

дуть газопровод, идущий к горелкам, газом на свечу и повторить зажигание.

3.17. При наблюдении за горением горелок необходимо пользоваться защитными очками и стоять сбоку смотрового окна.

3.18. При попадании в горелки вместе с газом конденсата необходимо немедленно перекрыть вентили подачи газа на печь и спустить конденсат.

3.19. Во время работы печи должен быть обеспечен контроль за состоянием жаровых труб змеевика и трубных подвесок.

Запрещается работать при наличии отдулин на трубах, деформации жаровых труб.

3.20. При прогаре труб необходимо немедленно прекратить эксплуатацию печи согласно плану ликвидации аварии.

Об аварийной остановке печи необходимо немедленно поставить в известность диспетчера и руководство НГДУ.

3.21. Устройства, предназначенные для слива нефти в случае аварии или пожара, должны быть исправными. Задвижки линий аварийного слива должны иметь опознавательные знаки, а подступы к ним быть свободными.

3.22. Аварийный слив можно производить только по указанию начальника цеха, установки или ответственного руководителя работ по ликвидации аварии (пожара). Последовательность операций при осуществлении аварийного слива должна предусматриваться инструкцией.

3.23. Из аварийной емкости перед началом спуска в нее из печи горячей жидкости необходимо тщательно удалить остатки воды и обводненного продукта. До начала спуска жидкости в аварийную емкость должен быть подан водяной пар, предварительно освобожденный от конденсата или инертный газ.

3.24. Техническое обслуживание и ремонт печей подогрева производится в соответствии с местными инструкциями, разработанными на основе инструкций заводов-изготовителей в соответствии с "Системой технического обслуживания и планового ремонта бурового и нефтепромыслового оборудования в нефтяной промышленности".

3.25. Ответственность за ведение технической документации, надзор за исправным состоянием и безопасным обслуживанием печей подогрева возлагается приказом по объединению на одного из инженерно-технических работников, имеющих производственный опыт.

4. ГРУППОВЫЕ ЗАМЕРНЫЕ УСТАНОВКИ

4.I. Групповые замерные установки предназначены для замера продукции группы скважин путем их периодического подключения на замер.

4.2. При приемке в эксплуатацию групповой замерной установки производится ее опрессовка водой на испытательное давление $P_{исп} = I,25\ P_{раб.}$ При опрессовке устанавливаются заглушки под предохранительный клапан, на обратные клапаны и общий выкид, а счетчик заменяется на время опрессовки катушкой.

Предохранительный клапан регулируется на давление, равное $I,I\ P_{раб.}$ (проектного).

4.3. Обкатка и регулировка узлов групповых автоматизированных установок производится на заводе-изготовителе. Независимо от этого после монтажа установок необходимо подготовить их к работе. Подготовка к работе включает в себя регулировку отдельных узлов установки согласно руководства по эксплуатации завода-изготовителя.

4.4. Перед подачей продукции скважин в групповую замерную установку необходимо произвести пропарку выкидных линий от

скважины до групповой установки, многоходового переключателя скважин, замерного сепаратора. Пропарка производится смесью пара от ППУ с продуктами скважин согласно руководству по эксплуатации так, чтобы температура смеси была не более 100 °С.

На время пропарки счетчик заменяется катушкой.

4.5. Пуск в работу замерного узла после монтажа, а также после остановки не разрешается при температуре внутри замерно-переключающей установки и сепарационной емкости ниже минус 30 °С.

4.6. Помещение замерно-переключающего блока относится к классу помещений В-Iа с допускаемой взрывоопасной смесью Т3, щитовое помещение - к помещениям с нормальной средой. Установка щитового помещения производится не ближе 12 м от замерно-переключающего блока, т.е. вне взрывоопасной зоны. В установках должны быть соблюдены санитарные требования и условия взрывозащищенности.

4.7. Взрывозащищенность приборов и устройств обеспечивается изготовлением их в соответствии с требованиями "Правил изготовления взрывозащищенного и рудничного электрооборудования" и "Правил устройства электроустановок".

4.8. Условное обозначение взрывозащиты, предупредительные надписи и знаки заземления должны быть всегда чистыми, четко окрашены красной краской.

4.9. Электропроводка в помещении замерно-переключающих установок должна быть выполнена в трубах согласно "Техническим условиям на электропроводки в стальных трубах во взрывоопасных установках".

4.10. Вскрытие и ремонт взрывонепроницаемых и искробезопасных приборов и оборудования, а также электропроводки должны производиться при снятом напряжении специально обученными лицами, имеющими право производства работ.

4.11. После ремонта системы электропроводки, выполненной в трубах, последние следует опрессовать воздухом, если они на

время ремонта разбирались, давлением 0,05 МПа. Снижение давления воздуха в течение 3 минут не должно превышать 50%. Испытание производится по схеме, данной в "Технических условиях на электропроводки в стальных трубах во взрывоопасных установках".

4.12. Устранение загазованности в помещении замерно-переключающих установок обеспечивается вытяжной вентиляцией с забором воздуха из нижней зоны помещения.

Приток свежего воздуха идет через жалюзийные решетки, расположенные в верхней и нижней частях двери, что обеспечивает удаление газа от всего объема помещения.

Пуск и остановка вентилятора производится с помощью кнопок, расположенных с наружной стороны на щитовом помещении.

Вентилятор должен обеспечивать не менее чем 10-кратный воздухообмен в час.

4.13. Перед входом в замерно-переключающую установку необходимо включить вентилятор на 15-20 минут. При длительном пребывании внутри помещений и при проведении ремонтных работ вентилятор должен работать непрерывно.

4.14. При отсутствии электроэнергии вентиляция помещения замерно-переключающих установок в период пребывания там обслуживающего персонала, обеспечивается открытием обеих дверей.

4.15. На помещении замерно-переключающих установок красной краской выполняется надпись "ОГНЕОПАСНО", "Включить вентилятор".

4.16. Для удаления нефти, разлившейся через неплотности (сальники, фланцевые соединения), в основании замерно-переключающей установки имеются патрубки.

Сброс нефти производится в дренажную емкость или колодец, предусматриваемые проектом привязки групповой установки.

4.17. Переключение скважин с замерного блока на байпас и обратно, во избежание прорыва трубопровода, необходимо произво-

дить в последовательности, описанной в разделе "ПОРЯДОК РАБОТЫ" заводской инструкции по эксплуатации.

4.18. Техническое обслуживание групповых замерных установок должно осуществляться специально обученным персоналом. В состав обслуживающего персонала входят операторы по добыче нефти, слесари и работники службы КИП и А. Количество обслуживающего персонала определяется нефтегазодобывающим управлением в зависимости от специфических условий промысла.

Обучение персонала технологическим операциям по переводу установки с режима на режим и пропарке оборудования производится на действующей установке согласно заводской инструкции по эксплуатации групповой замерной установки.

4.19. Планово-предупредительный ремонт групповых замерных установок осуществляют соответствующие службы согласно графику работ, утвержденному руководством НГДУ.

4.20. Метрологическое обеспечение средств измерения, входящих в состав групповой замерной установки (градуировка, текущий и капитальный ремонты, представление на госповерку, проведение ведомственной поверки, повторная наладка), производятся силами соответствующих подразделений НГДУ или по заявке всесоюзным объединением "Союзнефтеавтоматика" на основании договора, заключенного с НГДУ.

4.21. При эксплуатации групповых замерных установок должны соблюдаться требования "Правил безопасности в нефтегазодобывающей промышленности", "Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей" и "Правил пожарной безопасности в нефтяной промышленности".

5. ДОЖИМНЫЕ НАСОСНЫЕ СТАНЦИИ

5.I. Территория

5.I.I. В состав технологического оборудования дожимных насосных станций (ДНС) входят:

насосные агрегаты;

сепарационные установки;

резервуары;

технологические трубопроводы.

На территории ДНС располагаются также узлы бригадного оперативного учета, системы водоснабжения и канализации.

5.I.2. ДНС размещаются на территории, удаленной от населенных пунктов и промышленных предприятий в соответствии с СН 245-7I.

5.I.3. К началу эксплуатации ДНС должны быть закончены и приняты все предусмотренные проектом работы.

На каждую ДНС должен быть оформлен технический паспорт (формуляр) в соответствии с ГОСТ 2.60I-68.

5.I.4. Для обеспечения нормальной технической эксплуатации оборудования, сооружений и зданий на территории ДНС должны содержаться в исправном состоянии:

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

двусторонняя телефонная связь;

системы водоснабжения, канализации и пожаротушения;

обвалование резервуарных парков, очистных сооружений.

5.I.5. Подземные технологические коммуникации, водопроводы, сети канализации и теплоснабжения, кабельные и другие коммуникации, сооружения и колодцы должны иметь на поверхности земли указатели с соответствующей привязкой.

5.I.6. До начала паводка вся ливнеотводная сеть должна быть осмотрена и подготовлена к пропуску вод; проходы для кабе-

лей, труб и другие каналы, расположенные ниже уровня высоких грунтовых вод, должны быть закрыты и уплотнены, а откачивающие механизмы проверены и подготовлены к работе.

5.I.7.На территории ДНС должны быть установлены знаки, регламентирующие движение транспортных средств.

5.I.8. Не допускается засорение территории и скопление на ней разлитой нефти, нефтепродуктов, воды; в зимнее время необходимо своевременно удалять снег с проездов, тротуаров, дорог, а также с тех участков территории, где производятся или могут производиться оперативные переключения.

5.I.9. Освещенность территории ДНС, а также освещенность внутри производственных помещений в любом месте должна соответствовать установленным нормам и гарантировать безопасность обслуживания.

5.I.IO. Применение открытого огня на территории дожимной насосной станции запрещается. Сварочные и другие огневые работы производятся на специально оборудованной и обозначенной знаками площадке, согласованной с пожарной охраной и определенной приказом по НГДУ.

5.I.II. Сварочные работы на территории ДНС вне отведенных площадок (в помещениях, сооружениях и технологических установках) выполняются только по письменному разрешению руководства НГДУ в соответствии с "Типовой инструкцией о порядке ведения сварочных и других огневых работ на взрывоопасных и пожароопасных объектах нефтяной промышленности".

5.I.I2. В помещениях классов В I А и наружных установках класса В I Г, в которых имеются или могут образоваться взрывоопасные смеси, должны применяться инструменты, не дающие при работе искр (омедненные, из бериллиевой бронзы и др.).

5.I.I3. На дверях (воротах, калитках) всех помещений, зданиях и объектах, относящихся к взрыво- и пожароопасным, должны быть надписи, указывающие категории и класс взрыво- и пожароопасности в соответствии со СНиП II-90-8I "Нормы проектирования. Производственные здания промышленных предприятий" и "Правилами устройства электроустановок", а также надписи с указанием лиц, ответственных за технику безопасности и пожарную безопасность.

5.I.I4. Курить на территории ДНС разрешается только в местах, специально отведенных для курения по согласованию с пожарной охраной. В указанных местах должны быть таблички с надписями "Место для курения" и установлены емкости с водой и урны для окурков.

5.I.I5. Территория ДНС должна иметь планировку, исключающую в случае аварийного разлива нефти ее движение в сторону объектов, опасных в пожарном отношении (котельные, электроподстанции и др.).

5.I.I6. Ответственность за техническую эксплуатацию территории отдельных цехов несут их руководители.

5.2. Насосные агрегаты и блоки

5.2.I. Насосные агрегаты дожимных насосных станций (ДНС) предназначены для перекачки нефти после первой ступени сепарации или из аварийных резервуаров ДНС до центрального пункта сбора и подготовки нефти.

5.2.2. Типы насосов и их количество определяются в соответствии с требованиями ВНТП 3-85 "Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений", а также РДС 39-0I-040-8I "Руководство по выбору и применению насосов нефтяных центробежных в системах сбора, подготовки и транспорта продукции нефтяных скважин".

5.2.3. Применение насосов типа ЦНС (МС) для ДНС должно осуществляться в соответствии с "Указаниями по применению насосов типа ЦНС (МС) в системах промыслового сбора, подготовки и транспорта нефти".

5.2.4. Выбор и применение двухвинтовых насосов для ДНС должны осуществляться в соответствии с ГОСТ 20572-75 "Насосы двухвинтовые" и инструкции по эксплуатации агрегата электронасосного 2-ВВ 100/16-100/20.

5.2.5. Электродвигатели, применяемые для привода насосов ДНС, должны быть взрывозащищенного исполнения, соответствующего категории и группе взрывоопасных смесей.

При установке электродвигателей невзрывозащищенного исполнения электрозал должен быть отделен от насосного зала разделительной стенкой в соответствии с "Правилами устройства электроустановок".

В электрозале должно обеспечиваться избыточное давление 30-50 Па.

5.2.6. Помещения насосных агрегатов, в которых возможно выделение взрывоопасных паров и газов, должны оборудоваться автоматическими газосигнализаторами в соответствии с РД 39-2-434-80 "Требования к установке стационарных газоанализаторов и сигнализаторов в производственных помещениях предприятий нефтяной промышленности".

5.2.7. Монтаж, опробование, испытание и приемка в эксплуатацию насосных агрегатов должны осуществляться в соответствии с требованиями СНиП 3.05.05-84 "Технологическое оборудование и технологические трубопроводы", ВСН 394-78/ММСС СССР "Инструкция по монтажу компрессоров и насосов", ВСН 332-74/ММСС СССР "Инструкция по монтажу электрооборудования силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон", соответствующих разделов ин-

струкции по эксплуатации заводов-изготовителей и СНиП III-33-76 "Правила производства и приемки работ. Электротехнические устройства".

5.2.8. Монтаж, наладка и испытания насосных агрегатов в блочном исполнении, как правило, должны производиться на заводе-изготовителе в соответствии с ОСТ 26-02-376-78 "Блоки технологические газовой и нефтяной промышленности. Общие технические условия", ОСТ I02-33-8I "Блочно-комплектные устройства. Технические условия" и техническими условиями на изготовление и поставки насосных блоков.

Если на заводе-изготовителе отсутствует возможность наладки и испытания насосного и другого оборудования, установленного в блоках, допускается эти работы выполнять на строительной площадке с последующим оформлением соответствующих актов.

5.2.9. К акту приемки насосного агрегата в эксплуатацию прилагается следующая техническая документация:

а) акт приемки фундамента под насосный агрегат или группы насосных агрегатов;

б) акты и формуляры промежуточных проверок и контроля (акты ревизии, центровки, проверки изоляции обмотки электродвигателя и т.д.), составленные в процессе монтажа;

в) акты испытания насосного агрегата или группы насосных агрегатов под рабочей нагрузкой.

5.2.I0. Проверка работы каждого насосного агрегата, включая резервный, производится в режиме ручного включения.

5.2.II. К началу эксплуатации насосных агрегатов ДНС должна быть подготовлена инструкция, согласованная с заинтересованными организациями, в которой должны быть указаны последовательность операций пуска и остановки насосных агрегатов, порядок обслуживания и действия персонала в аварийной ситуации.

5.2.I2. Включение и отключение насосных агрегатов на ДНС производится обслуживающим персоналом по распоряжению диспетчера нефтепромысла, а в автоматическом режиме – из диспетчерской.

5.2.I3. При пуске и остановке насоса должна быть проверена правильность открытия и закрытия соответствующих задвижек.

Запрещается пуск двухвинтового и поршневого насосов при закрытой задвижке и центробежных насосов при открытой задвижке на нагнетательной линии.

5.2.I4. Запрещается пускать насосный агрегат:

без включенной приточно-вытяжной вентиляции, если насосный агрегат находится в помещении;

без включенной системы КИП и А;

без выпуска газа из входного патрубка и из корпуса насоса (как в ручном, так и в автоматическом режиме включения);

при незаполненном жидкостью насосе;

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

5.2.I5. Эксплуатация насосных агрегатов должна осуществляться с включенными средствами контроля и автоматической защиты.

5.2.I6. Насосные агрегаты должны автоматически отключаться при следующих ситуациях:

пожар в помещении насосной станции;

затопление помещения насосной станции или насосного агрегата на открытой площадке;

превышение предельно допустимой концентрации паров в помещении насосной;

снижение давления на входе в насос ниже допустимого;

понижение давления на выходе из насоса ниже допустимого;

повышение давления на входе в насос выше допустимого;

повышение давления на выходе из насоса выше допустимого;

превышение потребления тока приводным электродвигателем выше допустимого;

превышение температуры подшипников насосного агрегата выше допустимого;

понижение уровня жидкости в буферной или сепарационной емкости ниже допустимого.

5.2.I7. Карта уставок технологической защиты насосных агрегатов должна находиться у диспетчера нефтепромысла и ЦИТС НГДУ.

5.2.I8. После аварийной остановки насосного агрегата необходимо выяснить причину остановки и до ее устранения не производить запуск данного агрегата.

Информация об аварийной остановке агрегата должна быть передана по телемеханике, а при ее отсутствии - обслуживающим персоналом диспетчеру нефтепромысла.

5.2.I9. На неавтоматизированных ДНС аварийная остановка насосного агрегата должна быть осуществлена дежурным персоналом в следующих случаях:

при нагреве подшипников, уплотнений вала ротора и сальников в разделительной стене;

при появлении постороннего шума в агрегате и повышении уровня вибрации;

при значительной утечке через уплотнения вала ротора;

при нарушении герметичности трубопроводной обвязки насосного агрегата;

при пожаре и повышенной загазованности;

во всех случаях, создающих угрозу обслуживающему персоналу.

О причинах остановки насосного агрегата дежурный персонал немедленно сообщает диспетчеру нефтепромысла.

5.2.20. Смазка подшипников качения насосов, применяемых в системах сбора нефти на промыслах (типов НК и ЦНС), должна производиться согласно инструкций по их эксплуатации.

5.2.21. Для охлаждения подшипников насосов на промыслах применяется как естественное воздушное охлаждение (в насосах типа ЦНС), так и принудительное охлаждение транспортируемой жидкостью (в насосах типа НК).

При эксплуатации насосов необходимо периодически проверять температуру подшипников. Установившаяся температура подшипников не должна превышать для насосов типа НК - +60 °С, для насосов типа ЦНС - +80 °С.

5.2.22. При обнаружении чрезмерного нагрева подшипников необходимо установить причины перегрева и в зависимости от выявленной причины выполнить одно из следующих мероприятий:

- увеличить подачу охлаждающей жидкости в холодильник корпуса подшипника;

- снизить давление во всасывающем патрубке до величины, предусмотренной проектом;

- проверить уровень масла в подшипнике;

- прочистить маслопроводящие каналы корпуса подшипника и крышек;

- заменить смазку при наличии в ней воды или грязи, промыв ванну керосином;

- заменить изношенные уплотнительные кольца;

- отрегулировать затяжку радиально-упорных подшипников установкой прокладок или подшлифовкой деталей подшипникового узла;

- проверить центровку агрегата и устранить неисправность.

Все работы по замене смазки и регулированию узлов подшипников производить только при отключенном насосном агрегате.

5.2.23. При эксплуатации насосных агрегатов должны выполняться требования инструкций по эксплуатации насосных агрегатов, "Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей", "Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей", "Правил безопасности в нефтегазодобывающей промышленности", и "Правил пожарной безопасности в нефтяной промышленности".

5.2.24. Запрещается эксплуатировать насосный агрегат при нарушении герметичности соединений трубопроводной обвязки насосного агрегата; запрещается подтягивать резьбовые соединения трубопроводов обвязки, находящихся под давлением, а также подтягивать втулку сальникового уплотнения во время работы насосного агрегата.

5.2.25. К монтажу и эксплуатации насосных агрегатов допускается персонал, ознакомленный с настоящими Правилами, инструкцией по эксплуатации насосных агрегатов, сдавший экзамен по технике безопасности при работе с этим оборудованием и прошедший инструктаж о характере работы.

5.2.26. Дежурный персонал обязан:

систематически наблюдать за поддержанием режима работы насосных агрегатов, установленного диспетчером нефтепромысла и ЦИТС НГДУ в пределах технологического регламента;

следить за уровнем загазованности, вибрации, температурой подшипников, утечками через уплотнения вала ротора и нагрузкой приводного электродвигателя;

вести журнал эксплуатации насосных агрегатов, где должно быть отражено время (продолжительность) работы насосных агрега-

тов, показания контрольно-измерительных приборов (давление на входе в насос и на выходе из насоса, потребляемый электродвигателем ток, температура подшипников) и замеченные неисправности, результаты их устранения.

5.2.27. Ответственность за правильную техническую эксплуатацию насосных агрегатов несет обслуживающий персонал и мастер участка.

5.3. Сепарационные установки

5.3.I. К сепарационным установкам в системе сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа относят сосуды, аппараты и трубчатые устройства, предназначенные для разделения нефти, газа и воды.

5.3.2. Монтаж и приемка сепарационных установок в эксплуатацию должны выполняться в соответствии с требованиями СНиП 3.05.05-84. "Технологическое оборудование и технологические трубопроводы".

5.3.3. Сепарационные аппараты на месте монтажа должны быть заземлены. Заземление должно быть выполнено в соответствии с ВСН-IO-72 "Правила защиты от статического электричества в производствах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности". Молниезащита аппаратов должна выполняться в соответствии с СН 305-77 "Инструкция по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений".

5.3.4. Расчет и установку предохранительных клапанов следует выполнять в соответствии с требованиями "Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением".

5.3.5. Аппараты перед пуском в эксплуатацию, а также периодически в процессе эксплуатации должны подвергаться гидравлическим испытаниям на прочность и плотность.

5.3.6. Площадка аппаратов в ночное время должна иметь освещение, отвечающее нормам техники безопасности, пожарной безопасности и требованиям СНиП П-4-79.

5.3.7. Работа аппаратов по рабочим давлениям, температуре должна соответствовать требованиям паспортных данных и технологического регламента. Нагрузка сепараторов по жидкости и газу должна соответствовать выходным параметрам, характеризуемым коэффициентом уноса свободного газа от жидкости ($K_г$) и уноса капельной жидкости в газе ($K_ж$).

Работа трехфазных сепараторов дополнительно характеризуется обводненностью нефти на входе и выходе установки и содержанием нефти и мехпримесей в отделяемой пластовой воде. Величина каждого из выходных параметров устанавливается в каждом конкретном случае технологическим регламентом работы установки.

5.3.8. Для контроля за качеством сепарации, а также отбора проб нефти, газа и воды на отводящих трубопроводах сепарационных установок должны быть предусмотрены пробоотборные устройства, выполненные в соответствии с РД 39-I-6I-78 "Методические указания по исследованию сепарационных установок".

Для обеспечения заданного режима технологического процесса сепарационная установка должна быть оснащена:

регуляторами уровня прямого действия (механические, с пневмо- или электроуправлением);

датчиками предельного верхнего и нижнего уровня;

электроконтактными манометрами;

указателями уровня.

Кроме того, сепарационная установка должна оснащаться, при необходимости, счетчиками для учета расхода жидкости (для сепараторов с предварительным сбросом воды) отдельно по нефти и воде, расходомерами для учета количества газа на выходе из сепаратора.

5.3.9. Показания контрольно-измерительных приборов, находящихся на щите в операторной (давление, уровень и др.), должны периодически проверяться дублирующими приборами, установленными непосредственно на аппаратах.

Основные режимные показатели работы сепарационных установок (нагрузка по нефти и воде, давление, температура, уровень) должны регистрироваться приборами. Режимные показатели сепарационной установки через каждые 2 часа работы должны заноситься в журнал.

5.3.10. Аппараты, работающие под избыточным давлением 0,07МПа и выше, должны эксплуатироваться в соответствии с "Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением".

5.3.11. Периодические осмотры аппаратов и их оборудования должны проводиться в соответствии с графиком планового предупредительного ремонта, который должен составляться в соответствии с правилами эксплуатации каждого типа аппарата, с учетом конкретных условий эксплуатации, а также согласно "Правилам безопасности в нефтегазодобывающей промышленности".

5.3.12. Дренирование воды из аппаратов с расположением запорного устройства над дренажной воронкой должно проводиться в присутствии наблюдающего. Количество операторов при проведении этих работ должно быть не менее двух человек.

Рабочие, производящие дренирование, в том числе наблюдающий, должны быть оснащены противогазом и стоять с подветренной стороны.

При дренировании продукции их аппаратов сброс воды, по возможности, следует осуществлять в отдельную систему.

5.3.13. При обнаружении утечки нефти и газа в сепарационных установках необходимо немедленно отключить аппарат из технологической линии путем перекрытия задвижек, слить жидкость в дренажную

емкость, газ направить на факельную линию и принять меры по предупреждению воспламенения нефти.

5.3.I4. Аппарат должен быть остановлен в случае прекращения подачи в него сырья, отказа системы автоматики, разрыва коммуникаций, а также в случае аварии на расположенном рядом аппарате.

5.3.I5. Запрещается эксплуатация аппаратов при неисправных предохранительных клапанах, отключающих и регулирующих устройствах, при отсутствии и неисправности контрольно-измерительных приборов и средств автоматики.

5.3.I6. Ревизия контрольно-измерительных приборов, средств автоматики, а также блокировочных и сигнализирующих систем должна производиться согласно ГОСТ 8.002-7I, по планам-графикам, согласованным с метрологической службой предприятия и утвержденным руководством НГДУ.

Проверка и регулировка контрольно-измерительных приборов должны осуществляться в соответствии с ГОСТ 8.002-7I, инструкцией завода-изготовителя, другими нормативными и руководящими документами, утвержденными в установленном порядке.

5.3.I7. При неудовлетворительной работе газонефтяного и газового сепараторов, характеризующейся пульсациями давления, колебаниями уровня раздела фаз, попаданием нефти в отводящий газопровод и газа в отводящий нефтепровод, проводится внеочередное техническое обслуживание. При этом устанавливаются причины нарушения путем изменения нагрузки по жидкости и газу.

Если при изменении нагрузки качество сепарации улучшается, проводят настройку аппарата на оптимальную производительность в соответствии с РД 39-I-6I-78 "Методические указания по исследованию сепарационных установок" с привлечением исследовательских лабораторий ЦНИПРа или территориального НИИ.

Если изменение нагрузки не дает положительного результата, сепаратор следует подвергнуть наружному и внутреннему осмотру. Для внутреннего осмотра осуществляют остановку сепаратора.

5.3.I8. Остановку и последующий пуск сепараторов следует производить плавно, с целью предупреждения нарушения крепления внутренних элементов при резком изменении давления и нагрузок по жидкости и газу.

5.3.I9. Внутренний осмотр и очистка аппаратов должны проводиться в соответствии с "Инструкцией по организации и безопасному ведению работ в закрытой аппаратуре" и "Правилами безопасности при эксплуатации установок подготовки нефти на предприятиях нефтяной промышленности" с оформлением наряда-допуска на проведение работ.

5.3.20. Перед проведением работ, связанных с внутренним осмотром сепараторов и ремонтом внутренних сепарирующих элементов (дефлекторы, полки, перегородки, каплеуловители - сетчатые, струнные, центробежные, жалюзийные), аппарат, в котором они размещаются, должен быть отключен от источника давления (подводящих трубопроводов и соседней действующей аппаратуры) отсекающими задвижками и заглушен металлическими заглушками. Затем аппарат опорожняется, пропаривается или продувается инертным газом и проветривается.

Продолжительность пропарки, продувки, необходимость промывки водой, проветривания определяется производственными инструкциями для каждого случая в отдельности.

5.3.2I. При обнаружении механических нарушений в пакетах внутренних элементов или засоренности каплеуловителей, их извлекают из аппарата и подвергают ремонту или очистке механическим путем (скребками и т.п.), пропарке острым паром, промывке в растворителях. Продукты загрязнения (парафины, смолы, механические

отложения, соли и т.п.) после проведения очистных работ должны быть вывезены с установки и уничтожены или захоронены в специально отведенных местах.

5.3.22. Персонал, обслуживающий сепарационную установку, должен знать схему расположения аппаратов и назначение всей запорной арматуры, чтобы в процессе эксплуатации, а также при аварии или пожаре быстро и безошибочно производить необходимые переключения.

5.3.23. Обслуживающий персонал обязан следить за исправностью аппаратов, оборудования и контрольно-измерительных приборов.

5.3.24. Обучение, инструктаж обслуживающего персонала проводят в соответствии с "Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности".

5.3.25. Сепарационные установки должны быть обеспечены огнетушителями, пожарным инвентарем и пожарным инструментом, которые используются для локализации и ликвидации небольших загораний, а также пожаров в их начальной стадии развития.

5.3.26. Ответственным за техническую эксплуатацию сепарационного оборудования назначается приказом по НГДУ специалист из числа инженерно-технических работников цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ) или цеха промысловой подготовки нефти (ЦППН).

5.4. Резервуары

5.4.1. Стальные вертикальные цилиндрические резервуары (далее - резервуары), предназначенные для хранения продукции скважин после ее сепарации, должны быть изготовлены, смонтированы и испытаны в соответствии с типовыми проектами и требованиями СНиП III-18-75 "Правила производства и приемки работ. Металлические конструкции".

5.4.2. Приемка резервуаров (вновь построенных и капитально отремонтированных) в эксплуатацию должна осуществляться комиссией, состоящей из представителей строительной, монтажной и эксплуатирующей организаций, а также пожарной охраны.

Приемка резервуара в эксплуатацию производится на основании представленной технической документации на резервуар в соответствии со СНиП Ш-18-75, результатов гидравлического испытания резервуара и проверки работоспособности его оборудования.

Резервуар считается выдержавшим гидравлическое испытание, если в процессе испытания и по истечении 24 ч на поверхности стенки резервуара или по наружному контуру днища не появятся течи и если уровень воды в резервуаре не будет снижаться.

Приемка резервуара в эксплуатацию оформляется актом.

5.4.3. Эксплуатация резервуаров должна осуществляться в соответствии с требованиями "Правил эксплуатации металлических резервуаров для нефти и нефтепродуктов и руководство по их ремонту" и настоящих Правил.

5.4.4. Если резервуары (резервуарные парки) оборудованы системой предотвращения накопления парафинистого осадка, понтонами или газоуравнительной системой, то эксплуатация указанного оборудования должна осуществляться согласно требованиям:

"Инструкции по эксплуатации системы размыва и предотвращения накопления парафинистого осадка в нефтяных резервуарах" (РД 39-30-587-81);

"Инструкции по эксплуатации стальных понтонов с открытыми отсеками" (РД 39-30-185-79);

"Типовой инструкции по эксплуатации газоуравнительных систем резервуарных парков магистральных нефтепроводов".

5.4.5. Эксплуатация оборудования резервуаров, неуказанного в п.5.4.4, должна осуществляться в соответствии с инструкциями

по их эксплуатации, разработанными заводами-изготовителями или проектирующими организациями.

5.4.6. Каждый резервуар в течение всего периода эксплуатации должен быть

окрашен светлой (белой, алюминиевой) краской;

своевременно и качественно подготовлен к весеннему, летнему и осенне-зимнему периодам года;

оборудован предусмотренным проектом комплектом исправного оборудования;

герметичным и выдерживать давление и вакуум в установленных проектом пределах.

5.4.7. На каждый находящийся в эксплуатации резервуар должна быть документация, содержащая:

исполнительные документы по изготовлению, монтажу и испытаниям резервуара и его элементов, предусмотренные СНиП III-18-75;

технический паспорт резервуара и его оборудования;

акт приемки резервуара с установленным на нем оборудованием в эксплуатацию;

акты на замену оборудования;

технологическую карту резервуара;

градуировочную характеристику резервуара по ГОСТ 8.380-80;

журнал технического обслуживания и ремонта резервуара и его оборудования;

технологическую карту ремонтов резервуара;

журнал технического обслуживания систем молниезащиты и защиты от разрядов статического электричества;

журнал регистрации нивелирных отметок;

журнал регистрации замеров толщин стенок резервуара и его оборудования, подвергающихся коррозии.

5.4.8. Для определения вместимости резервуаров эксплуатирующим предприятием на каждый резервуар должна быть составлена градуировочная характеристика по ГОСТ 8.380-80 и утверждена в установленном порядке.

5.4.9. На каждом резервуаре должен быть написан порядковый номер, соответствующий его обозначению на технологической схеме сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа.

5.4.10. Устройство территории группы резервуаров (резервуарного парка) должно соответствовать требованиям СНиП П-106-79 "Нормы проектирования. Склады нефти и нефтепродуктов".

Территория резервуарного парка должна быть оборудована системой освещения, отвечающей требованиям техники безопасности и содержаться в чистоте. При разливах нефти пропитанные ею участки должны быть немедленно зачищены и засыпаны свежим грунтом или песком.

С территории резервуарного парка (или отдельно стоящего резервуара) должен быть обеспечен беспрепятственный отвод поверхностных вод в производственно-ливневую канализацию.

Обвалование каждого отдельно стоящего резервуара или группы резервуаров должно содержаться в исправном состоянии. Внутри обвалования не допускается установка технологических задвижек, кроме задвижек, установленных непосредственно у резервуара.

5.4.11. Обслуживающий резервуарный парк персонал должен хорошо знать назначение и расположение трубопроводов, всей запорно-предохранительной арматуры резервуарного парка, чтобы при эксплуатации, авариях или пожаре быстро и безошибочно производить необходимые переключения.

5.4.12. Ответственность за организацию правильной эксплуатации резервуаров и их оборудования, своевременного устранения обнаруженных при их осмотрах неисправностей, ремонта, а также за

обеспечение безопасных условий труда возлагается на главного инженера предприятия.

Технологические операции

5.4.13. Для установления эксплуатационных технологических параметров резервуаров эксплуатирующей организацией на каждый резервуар должна быть составлена технологическая карта и утверждена главным инженером предприятия. В технологической карте указываются основные геометрические и технологические параметры резервуара и его оборудования.

5.4.14. Максимальная производительность заполнения и опорожнения резервуара, максимальная температура находящейся в нем нефти, а также максимальный и минимальный уровни нефти в резервуаре всегда должны находиться в указанных в технологической карте пределах.

Если резервуар оборудован пароподогревателями, то уровень нефти в нем должен быть всегда выше пароподогревателей на 50 и более сантиметров.

5.4.15. Заполнение резервуара должно производиться под уровень находящегося в нем остатка нефти; заполнение резервуара свободной струей не допускается.

5.4.16. Заполнение или опорожнение резервуара разрешается начинать только после проверки правильности открытия и закрытия задвижек в соответствии с заданной схемой перекачки.

В случае нарушения нормального режима заполнения или опорожнения резервуара перекачка должна быть остановлена, а причина нарушения режима перекачки должна быть устранена.

5.4.17. Одновременное выполнение операций с задвижками по отключению действующего резервуара и подключению нового резерву-

ара запрещается. Действующий резервуар должен выводиться из перекачки только после подключения нового резервуара.

5.4.18. Измерение массы нефти, находящейся в резервуаре, определение ее уровня и температуры, а также отбор проб из резервуара должны производиться с помощью приборов, предусмотренных проектом и обеспечивающих выполнение этих операций без разгерметизации резервуара.

Выполнение указанных операций вручную через замерный люк, сопровождающееся разгерметизацией резервуара, допускается только как исключение при избыточном давлении в газовом пространстве резервуара не более 2000 Па.

Отбор проб должен осуществляться по ГОСТ 2517-80 "Нефть и нефтепродукты. Отбор проб".

5.4.19. Для каждого резервуара должен быть определен высотный трафарет (базовая высота) - расстояние от днища резервуара до верхней кромки замерного люка по вертикали в постоянной точке измерения. Величина базовой высоты должна наноситься на замерный люк несмываемой краской и ежегодно проверяться.

5.4.20. При сливе отстоявшейся воды из резервуара необходимо вести постоянное наблюдение, не допуская сброса нефти.

Техническое обслуживание и ремонт

5.4.21. В течение всего периода эксплуатации за резервуарами и их оборудованием должно быть установлено систематическое наблюдение. Для этой цели на предприятии должно быть назначено лицо, ответственное за проведение периодических осмотров резервуаров, устранение обнаруженных при осмотрах неисправностей, ведение "Журнала технического обслуживания и ремонта резервуара и его оборудования".

Осмотры резервуаров должны проводиться ежедневно и периодически по календарному графику, утвержденному главным инженером предприятия.

Обнаруженные при осмотрах неисправности резервуаров и их оборудования должны быть занесены в журнал и своевременно устранены.

При осмотрах сварных резервуаров особое внимание должно быть уделено сварным швам нижних поясов. При обнаружении трещин в швах или основном металле резервуар должен быть немедленно опорожнен и подготовлен для устранения дефектов.

5.4.22. По мере необходимости должен проверяться коррозионный износ резервуаров и его оборудования путем определения уменьшения толщины их элементов.

5.4.23. Путем периодического нивелирования должно вестись наблюдение за осадкой основания и изменениями геометрических размеров и формы каждого резервуара.

Осадка основания резервуара определяется нивелированием наружного контура днища, которое должно производиться два раза в год (в осенний и весенний периоды) в течение первых четырех лет эксплуатации резервуара и ежегодно - в последующие годы его эксплуатации. Нивелирование наружного контура днища резервуара должно производиться согласно "Инструкции по наблюдению за осадкой стальных вертикальных цилиндрических резервуаров для хранения нефти" или другого руководящего документа, заменяющего эту инструкцию.

Отклонения высотных отметок наружного контура днища, геометрических размеров и формы резервуара от проектных данных не должны превышать величин, установленных СНиП Ш-18-75 "Правила производства и приемки работ. Металлические конструкции".

5.4.24. Каждый резервуар должен периодически подвергаться текущему и капитальному ремонтам.

Текущий ремонт должен производиться не реже одного раза в шесть месяцев, а капитальный ремонт должен производиться по мере необходимости.

На резервуар, включенный в план капитального ремонта должна быть составлена дефектная ведомость и разработана необходимая проектно-сметная документация.

5.4.25. Резервуар, подлежащий ремонту, должен быть освобожден от нефти, пропарен, дегазирован и очищен. Эти работы должны выполняться согласно "Правилам эксплуатации металлических резервуаров для нефти и нефтепродуктов и руководству по их ремонту", и "Правилам безопасности в нефтегазодобывающей промышленности".

После пропарки и дегазации в резервуаре должен быть произведен анализ воздуха и составлен акт о готовности резервуара к очистным работам. После окончания очистки резервуар принимается в ремонт также по акту.

5.4.26. Резервуары, в которых хранятся сернистые нефти и образуются пирофорные отложения, должны подвергаться техническому обслуживанию и ремонтам по отдельному графику, утвержденному главным инженером предприятия.

При выполнении работ по очистке резервуаров от пирофорных отложений следует руководствоваться соответствующими требованиями "Инструкции по борьбе с пирофорными соединениями при эксплуатации и ремонте нефтезаводского оборудования".

Перед удалением пирофорных отложений резервуар должен освобождаться от нефти, пропариваться при закрытом нижнем и открытых замерном и световом люках, после чего заполняться до максимально допустимого уровня водой и медленно (снижая уровень со скоростью не более 0,5÷1,0 м/ч)освобождаться от воды.

При очистке резервуаров от пирофорных отложений должны применяться инструменты, не дающие искр.

С целью предотвращения возможного воспламенения пирофорных отложений от быстрого окисления на воздухе в течение всего времени выполнения очистных работ пирофорные отложения должны поддерживаться во влажном состоянии.

Пирофорные соединения, извлеченные из резервуаров, должны немедленно отвозиться и закапываться до высыхания в землю в местах, согласованных с пожарной охраной.

Отбор проб пирофорных отложений из резервуаров должен производиться только по разрешению главного инженера или руководителя предприятия специально подготовленными людьми с соблюдением соответствующих мер безопасности при обязательном присутствии представителя пожарной охраны.

5.4.27. После ремонта резервуара, в процессе которого могло произойти изменение его геометрических размеров и формы, должна быть получена новая градуировочная характеристика этого резервуара в соответствии с ГОСТ 8.380-80.

Молниезащита

5.4.28. Отдельно стоящие резервуары и резервуарные парки должны быть оборудованы системой молниезащиты, изготовленной и смонтированной по специальному проекту, разработанному в соответствии с требованиями СН 305-77 "Инструкция по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений".

Система молниезащиты должна обеспечивать защиту резервуаров от прямых ударов молнии, электростатической и электромагнитной индукции, а также от заноса высоких потенциалов через наземные и подземные металлические коммуникации.

5.4.29. Трубопроводы и другие протяженные металлические элементы оборудования, расположенные во взрывоопасных зонах резервуарных парков и находящиеся на расстоянии не более 10 см друг от друга, должны быть защищены от электромагнитной индукции путем приварки или припайки металлических перемычек между ними; расстояние между перемычками должно быть в пределах 20-30 м.

5.4.30. Наземная часть системы молниезащиты должна быть окрашена в черный цвет масляной краской согласно "Правилам устройства электроустановок". Молниеприемники необходимо оцинковывать, лудить или красить.

Контактные поверхности разъемных соединений токоведущих элементов системы оцинковываются.

5.4.31. В процессе эксплуатации системы молниезащиты необходимо:

вести систематическое наблюдение по установленному графику;

находиться на расстоянии более 4 м от молниеотводов во время грозы, о чем должны быть вывешаны предупредительные таблицы;

после грозы или сильного ветра осмотреть все устройство и обнаруженные повреждения немедленно устранить;

следить за осадкой и сохранностью грунта над заземляющими устройствами. При обнаружении осадки над заземляющими устройствами ее необходимо досыпать грунтом и тщательно утрамбовать;

не реже одного раза в год (летом при сухой почве) производить измерение омического сопротивления заземляющих устройств. Если омическое сопротивление заземляющего устройства превышает нормативное значение более чем на 20%, необходимо принимать меры по соответствующему снижению сопротивления заземляющего устройства;

не реже одного раза в месяц проводить осмотры молниеотводов и наземных токоведущих элементов системы, проверив их целост-

ность, антикоррозионное покрытие, а также надежность их электрической связи.

При уменьшении сечения токоведущего элемента на 30% и более необходимо его заменить новым или заменить его дефектный участок.

Результаты осмотров, проверки омического сопротивления заземляющих устройств, выполненных ремонтных работ должны быть занесены в "Журнал технического обслуживания систем молниезащиты и защиты от разрядов статического электричества."

5.4.32. Ответственность за содержание системы молниезащиты в исправном состоянии и систематическую проверку омического сопротивления заземляющих устройств возлагается на главного энергетика предприятия.

Защита от разрядов статического электричества

5.4.33. Система защиты от разрядов статического электричества как для отдельно стоящих резервуаров, так и для резервуарных парков должна быть выполнена по специальному проекту, разработанному согласно РД 39-22-113-78 "Временные правила защиты от проявлений статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности".

5.4.34. Заземляющие устройства системы защиты от разрядов статического электричества должны быть объединены с заземляющими устройствами для электрооборудования и должны соответствовать требованиям действующих "Правил устройства электроустановок".

5.4.35. Резервуары, их оборудование и нефтепроводы должны составлять надежную непрерывную электрическую цепь и быть заземлены.

Оборудование считается заземленным, если сопротивление заземляющего устройства составляет не более 100 Ом.

5.4.36. Ответвления от заземления должны быть доступны для осмотра и иметь сечения не менее приведенных в "Правилах устройства электроустановок".

5.4.37. Не допускается наличие незаземленных электропроводящих плавающих предметов на поверхности нефти в резервуаре.

При применении поплавковых уровнемеров с поплавком из электропроводящего материала поплавок должен быть надежно заземлен.

При эксплуатации резервуаров с металлическими или синтетическими понтонами их электропроводящие элементы должны быть надежно заземлены.

5.4.38. Ручной отбор проб из резервуаров, измерение уровня замерной рулеткой с лотом необходимо производить не ранее чем через 10 мин после прекращения движения нефти в резервуаре.

5.4.39. Приемка в эксплуатацию, осмотры и текущий ремонт системы защиты от разрядов статического электричества должны осуществляться одновременно с технологическим и электрическим оборудованием резервуаров и резервуарного парка.

5.4.40. Измерение омического сопротивления заземлителей, а также удельного сопротивления грунта должно производиться один раз в год, как правило, в периоды наименьшей проводимости почвы: летом - при наибольшем просыхании или зимой - при наибольшем промерзании почвы.

5.4.41. Результаты осмотров, ремонтов, проверки омического сопротивления заземляющих устройств должны быть занесены в "Журнал технического обслуживания систем молниезащиты и защиты от разрядов статического электричества".

5.4.42. Ответственность за исправное состояние системы защиты от разрядов статического электричества и систематическую проверку омического сопротивления ее заземляющих устройств возлагается на главного энергетика предприятия.

Пожарная безопасность

5.4.43. Резервуарные парки и отдельно стоящие резервуары должны быть обеспечены постоянно готовыми к применению первичными средствами пожаротушения в соответствии с ОСТ 39-107-80.

В зимний период года необходимо своевременно расчищать от снега подъезды к источникам противопожарного водоснабжения на территории резервуарного парка.

5.4.44. Работы, связанные с применением огня (сварка, резка, клепка и др.) как внутри резервуара, так и на территории резервуарного парка, должны производиться только по разрешению на выполнение огневых работ, оформленному в установленном порядке и подписанному руководителем предприятия, представителем пожарной охраны и ответственными лицами за подготовку к проведению огневых работ и за проведение огневых работ.

5.4.45. Отбор и анализ проб воздуха в местах проведения огневых работ должны производиться работниками химической лаборатории в присутствии лиц, ответственных за подготовку и проведение огневых работ.

5.4.46. На территории резервуарного парка запрещается курить и применять открытый огонь (факелы, спички , свечи и др.) с целью освещения.

Для курения должно быть отведено и оборудовано специальное место.

5.4.47. На видных местах территории резервуарного парка и у отдельно стоящих резервуаров должны быть вывешены предупредительные надписи и знаки о установленных противопожарных мерах.

5.4.48. При выполнении ремонтных работ должны применяться инструменты, не дающие искр при ударе. Применяемый ударный и режущий инструмент необходимо смазывать консистентной смазкой перед каждым разовым применением.

5.4.49. Работы по осмотру резервуаров, отбору проб, замеру уровня нефти в резервуарах должны производиться в обуви без стальных накладок и гвоздей.

При выполнении указанных работ в темное время суток необходимо пользоваться аккумуляторными светильниками напряжением не более 12 В во взрывобезопасном исполнении. Включение светильника, его ремонт или смена лампы должны осуществляться на расстоянии не менее 20 м от ближайшего резервуара.

5.4.50. На территорию резервуарного парка допускается въезд тракторов и автомобилей только по разрешению, подписанному главным инженером или руководителем предприятия. В разрешении должны быть указаны маршрут движения транспорта, характер и объем выполняемой работы.

Въезжающие на территорию резервуарного парка тракторы и автомобили должны быть оборудованы глушителями с искрогасителями.

Техника безопасности и охрана труда

5.4.51. К обслуживанию резервуаров должны допускаться лица, прошедшие обучение и проверку знаний согласно "Положению о порядке обучения персонала безопасным методам работы", изложенному в "Единой системе работ по созданию безопасных условий труда".

5.4.52. Для работников, занятых обслуживанием и ремонтом резервуаров, должны быть разработаны:

должностная инструкция, определяющая круг обязанностей каждого работника и утвержденная руководителем предприятия;

инструкция по технике безопасности, определяющая порядок правильного и безопасного выполнения работ и план ликвидации аварий.

5.4.53. Все работники, обслуживающие резервуарные парки или отдельно стоящие резервуары должны хорошо знать об опасностях,

которые могут возникнуть при операциях с нефтями (особенно сернистыми), периодически проходить инструктаж о правилах безопасного выполнения работ и тренировки по оказанию первой помощи при несчастных случаях.

5.4.54. В соответствии с ГОСТ 12.1.005-76 "Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования" предельно допустимые концентрации нефтяных паров и газов в воздухе рабочей зоны составляют:

нефтяных паров - 300 мг/м^3;

сероводорода - 10 мг/м^3;

сероводорода в смеси с углеводородами $C_1 - C_5$ - 3 мг/м^3.

5.4.55. Работники, постоянно выполняющие зачистку резервуаров или обслуживающие резервуары с сернистыми нефтями, должны не реже одного раза в год проходить медицинский осмотр с обязательной отметкой врача в санитарной книжке работника о проведенном осмотре.

Запрещается привлекать к работам по очистке резервуаров женщин, подростков моложе 18 лет и случайных работников.

5.4.56. Технологические операции с резервуарами, заполненными сернистыми нефтями (отбор проб, замер уровня, удаление подтоварной воды и т.д.), должны выполняться в противогазе в присутствии наблюдающего.

5.4.57. При замере уровня и отборе проб вручную через замерный люк необходимо соблюдать следующие требования: применять пробоотборники, не дающие искр при ударе; открывать и закрывать крышку замерного люка плавно, не допуская ее падения и удара о горловину люка; опускать и поднимать пробоотборник или лот так, чтобы стальная лента рулетки все время скользила по направляющей канавке замерного люка, покрытой материалом, не дающим искр при трении о замерную ленту; становиться боком к ветру.

Запрещается производить замер уровня и отбор проб вручную через замерный люк в процессе закачки и выкачки резервуара и во время грозы.

5.4.58. Открытие и закрытие резервуарных задвижек должно производиться плавно, без применения рычагов. При наличии электроприводных задвижек должна быть предусмотрена сигнализация положения их запорного элемента.

В случае замерзания арматуры резервуаров ее разогревание должно производиться горячей водой или водным паром.

Затворы направляющих стоек и кольцевого завора между понтоном и стенкой резервуара должны содержаться в исправном состоянии.

5.4.59. Работы, выполняемые внутри резервуара (осмотр, очистка, ремонт), должны производиться только по наряду-допуску на производство работ, подписанному руководителем предприятия (цеха).

Перед началом выполнения работ внутри резервуара рабочие должны быть проинструктированы о правилах безопасного выполнения работ внутри резервуара и методах оказания первой помощи при несчастных случаях.

Состав бригады и отметка о прохождении инструктажа должны быть занесены в наряд-допуск ответственным лицом за проведение работ.

Рабочие, не прошедшие инструктаж и не обеспеченные необходимыми средствами индивидуальной защиты, к работе внутри резервуара не допускаются.

При выполнении работ внутри резервуара температура в нем не должна быть выше $+30^{\circ}C$.

5.4.60. При аварийных ситуациях (пожаре или взрыве, разрушении резервуара, повышенной загазованности территории резервуарного парка, прекращении подачи электро-

энергии и др.) необходимо немедленно сообщить о случившемся старшему по смене, прекратить прием и откачку нефти, вызвать (при необходимости) пожарную часть и скорую помощь и по возможности приступить к устранению аварии. При этом необходимо применять соответствующие средства индивидуальной защиты и строго соблюдать безопасные приемы выполнения работ.

5.5. Технологические трубопроводы

5.5.1. К технологическим трубопроводам промышленных площадок (групповых замерных установок, дожимных насосных станций) относятся трубопроводы, обеспечивающие ведение технологического процесса и эксплуатацию оборудования, по которым транспортируется: нефть, нефтяной газ, конденсат, пластовая вода, пар, вода, реагенты и другие жидкие и газообразные продукты.

В этом разделе рассмотрены общие правила технической эксплуатации технологических трубопроводов.

5.5.2. Технологические трубопроводы в зависимости от способов прокладки подразделяются на

- наземные, прокладываемые на низких опорах с устройством переездов и переходов через трубопроводы, на высоких опорах, обеспечивающих проезд транспорта и проход людей под трубопроводами и на эстакадах;

- подземные, прокладываемые непосредственно в грунте, в открытых лотках, в непроходных полуподземных и подземных каналах.

На площадках размещения технологического оборудования (аппаратов) прокладка трубопроводов должна быть преимущественно надземная.

5.5.3. Выбор диаметров трубопроводов должен производиться с учетом их производительности, вязкости транспортируемого продукта, оптимальных скоростей и его движения в соответствии с ВСН 3-74.

5.5.4. Трубопроводы, прокладываемые в земле и открытом воздухе, не требующие периодической разборки, должны сооружаться на сварных соединениях. Трубопроводы для застывающих или коррозирующих сред, требующие периодической разборки для чистки или замены отдельных участков из-за коррозии или других причин, допускается сооружать на фланцевых соединениях.

5.5.5. Для защиты технологических трубопроводов от коррозии должны применяться антикоррозионные покрытия в соответствии с требованиями руководящих документов и других НТД, указанных в разделе 9 настоящих Правил.

5.5.6. Необходимость тепловой изоляции и обогрева трубопроводов в каждом отдельном случае устанавливается расчетом.

5.5.7. Выбор типа труб в зависимости от сред и категории трубопроводов следует производить в соответствии со СНиП П-37-76.

5.5.8. Условные давления и соответствующие им наибольшие рабочие давления в зависимости от марок сталей и рабочей температуры транспортируемой среды должны определяться на основании ГОСТ 356-80.

5.5.9.За рабочее (расчетное) давление в трубопроводе принимается:

- рабочее давление в аппарате, с которым соединен трубопровод, т.е. давление, указанное в его техническом паспорте;

- для напорных трубопроводов от центробежных и вихревых насосов, если не установлен предохранительный клапан, - давление, развиваемое насосом при закрытой задвижке на стороне нагнетания, с учетом давления на стороне всасывания;

- для напорных трубопроводов от поршневых насосов и компрессоров, а также центробежных и вихревых насосов с установленными на них перепускным или предохранительным клапанами, - давление на которое отрегулированы эти клапаны;

– для водоводов при циркуляционной схеме – максимальное давление, развиваемое насосом с учетом подпора на обратной линии.

5.5.10. Определение величины испытательного давления для всех технологических трубопроводов должно производиться исходя из установленного для каждого трубопровода рабочего (расчетного) давления. Выбор способа и давления испытания трубопроводов устанавливается по СНиП 3.05.05-84.

5.5.11. Приемка в эксплуатацию технологических трубопроводов производится в соответствии с правилами СНиП III-3-81 и СНиП 3.05.05-84.

5.5.12. При сдаче технологических трубопроводов в эксплуатацию монтажная организация обязана представить следующую документацию:

а) акты сдачи под монтаж траншей и опорных конструкций, акты укладки патронов;

б) сертификаты на сварочные материалы;

в) акты проверки внутренней очистки трубопроводов;

г) заключения по проверке качества сварных швов физическими методами контроля и протоколы механических испытаний;

д) акты испытаний арматуры (если они производились);

е) акты испытаний трубопроводов на прочность и плотность;

ж) журналы сварочных работ;

з) списка сварщиков, участвовавших в сварке трубопроводов с указанием номеров удостоверений и клейм;

и) акты продувки и промывки трубопроводов;

5.5.13. Трубопроводы, в зависимости от транспортируемого по ним вещества, должны иметь опознавательную окраску и цифровое обозначение по ГОСТ 14202-69. Запорная арматура должна иметь нумерацию.

5.5.I4. На каждый вид технологических трубопроводов должна быть составлена инструкция по их обслуживанию.

5.5.I5. Обслуживающий персонал должен знать схемы технологических трубопроводов, расположение на них задвижек и их назначение, а также инструкцию по их обслуживанию.

Обслуживающий персонал должен уметь безошибочно переключать задвижки при авариях и пожарах.

Изменение действующих схем расположения трубопроводов на предприятиях без ведома и утверждения новой схемы главным инженером предприятия запрещается.

5.5.I6. Не допускается прокладка транзитных технологических трубопроводов под и над зданиями, сооружениями и установками. Это требование не распространяется на уравнительные и дыхательные трубопроводы, проходящие над резервуарами.

5.5.I7. Запрещается заделка сварных швов, фланцевых и резьбовых соединений в стены или фундаменты.

5.5.I8. Места прохода труб через внутренние стены помещений должны иметь патроны и уплотнительные устройства.

5.5.I9. На трубопроводах по возможности не должно быть тупиковых участков.

5.5.20. При прокладке трубопроводов, в которых возможно выделение воды, следует избегать образования пониженных точек (мешков). В местах, где неизбежно выделение воды, предусматривать возможность ее дренирования.

5.5.2I. Технологические трубопроводы в условиях северных месторождений покрываются тепловой изоляцией или оборудуются паровыми спутниками, если это предусмотрено проектом.

5.5.22. При обнаружении участков изоляции, пропитанной нефтью и нефтепродуктами, необходимо принимать меры к предотвращению ее самовоспламенения (снять пропитанную изоляцию).

5.5.23. Запорная и регулирующая арматура, устанавливаемая на трубопроводах для газов, легковоспламеняющихся жидкостей с температурой вспышки ниже 45 °С и вредных веществ, независимо от температуры и давления среды, должна быть стальной.

5.5.24. Расположение запорной арматуры должно обеспечивать удобное и безопасное обслуживание ее.

5.5.25. Запрещается оставлять открытой запорную арматуру на неработающих трубопроводах. Выключенные из технологической схемы трубопроводы должны быть отглушены.

5.5.26. Запорная арматура на трубопроводах должна систематически смазываться и легко открываться. Запрещается применять для открытия и закрытия запорной арматуры крюки, ломы, трубы и т.д.

5.5.27. Запорную арматуру на трубопроводах следует открывать и закрывать медленно во избежание гидравлического удара.

5.5.28. Запорная арматура должна обеспечивать возможности надежного и быстрого прекращения доступа продукта в отдельные участки трубопроводов. Всякие неисправности в запорной арматуре и на трубопроводах должны устраняться.

5.5.29. Замена прокладок в запорной арматуры на трубопроводах допускается только после освобождения от продукта, продувки паром, отключения трубопровода от действующих трубопроводов задвижками с установкой заглушек.

5.5.30. В местах установок арматуры и сложных трубопроводных узлов весом более 500 кг, требующих периодической разборки, должны быть предусмотрены стационарные средства механизации для монтажа и демонтажа арматуры.

5.5.31. Запрещается длительная эксплуатация трубопроводов, предназначенных для перекачки взрыво- и пожароопасных, токсичных и агрессивных газов и продуктов, при наличии хомутов.

5.5.32. Трубопроводы с газами и продуктами не должны иметь непосредственного соединения с водяными трубопроводами.

5.5.33. Трубопроводы с разными продуктами могут соединяться между собой только через задвижки с контрольным вентилем между ними, который должен находиться в открытом состоянии. Герметичность задвижек проверяется не реже I раза в смену по отсутствию продукта из контрольного вентиля.

5.5.34. На трубопроводах, по которым перекачивается нагретая нефть и нефтепродукты, должны быть установлены компенсаторы.

5.5.35. Наземные трубопроводы должны быть уложены на опоры из несгораемого материала. Конструкция опор и компенсаторов не должна препятствовать перемещению трубопроводов при изменении их температуры.

Запрещается в качестве опорных конструкций использовать действующие трубопроводы.

5.5.36. После каждой перекачки горячего высоковязкого продукта при наличии возможности его застывания все трубопроводы, в том числе и аварийные, должны быть прокачаны маловязким незастывающим продуктом.

5.5.37. За состоянием подвесок и опор трубопроводов, проложенных над землей, должен быть обеспечен технический надзор во избежание опасного провисания и деформации, могущих вызвать аварию и утечку продуктов. Всякие неисправности в состоянии подвесок и опор должны немедленно устраняться.

5.5.38. В случае обмерзания аппаратов, трубопроводов, задвижек, штуцеров и т.д. отогревать их следует горячей водой или паром.

Подвод пара к трубопроводам для их продувки должен производиться с помощью съемных участков трубопроводов или гибких шлангов, с установкой запорной арматуры с обеих сторон съемного участ-

ка. По окончании продувки эти участки трубопроводов или шланги должны быть сняты, а на запорной арматуре установлены заглушки. Отогрев открытым огнем запрещается.

5.5.39. Все трубопроводы и запорные устройства на трубопроводах должны осматриваться согласно графику, утвержденному главным инженером предприятия.

При этом запорные устройства на трубопроводах должны осматриваться не реже одного раза в квартал, а на особо ответственных узлах не реже одного раза в месяц. Результаты осмотров отражаются в журналах или паспортах на трубопроводы.

5.5.40. Вновь смонтированные трубопроводы подвергаются наружному осмотру и гидравлическому испытанию до наложения изоляции согласно правилам котлонадзора.

Повторное гидравлическое испытание трубопроводов производится после его реконструкции или ремонта.

5.5.41. Ремонтные работы на трубопроводах должны производиться в дневное время. При необходимости ремонта в ночное время место работы должно быть освещено.

5.5.42. На трубопроводе, находящемся в ремонте, вывешивается предупредительный плакат: "Трубопровод в ремонте". Снимать предупредительный плакат можно только с разрешения начальника или механика объекта.

5.5.43. Если останавливаемый на ремонт трубопровод технологически связан с другими установками, то до его остановки на ремонт необходимо принять необходимые меры в отношении взаимосвязанных установок.

5.5.44. Устранять обнаруженные дефекты, набивать сальники задвижек и подтягивать болтовые соединения на трубопроводах, находящихся под давлением, запрещается.

5.5.45. Не разрешается производить ремонтные работы на трубопроводах без их продувки и пропарки, без установки заглушек и проведения анализа проб воздуха, независимо от диаметра и протяженности трубопровода.

5.5.46. Если во время ремонта будет обнаружено появление горючего продукта, работы, связанные с применением открытого огня, должны быть немедленно прекращены, а люди удалены на безопасное расстояние. Ремонт можно возобновить только после проверки отсутствия опасной концентрации продукта.

5.5.47. Пуск трубопроводов после ремонта должен производиться после проверки исправности всего оборудования, КИП и арматуры, а также тщательной очистки, промывки, продувки и их испытания.

5.5.48. Для обеспечения безопасной эксплуатации технологических трубопроводов руководство предприятия обязано назначить приказом необходимое число инженерно-технических работников и лиц обслуживающего персонала. Из числа инженерно-технических работников приказом по предприятию должно быть назначено лицо, ответственное за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопроводов, имеющее соответствующую техническую квалификацию и опыт.

5.6. Техническое обслуживание и ремонт оборудования ДНС

5.6.I. Техническое обслуживание и ремонт оборудования, установок ДНС должны проводиться в соответствии с утвержденным планграфиком ТО и ПР. Исходными материалами для составления графика на планируемый год являются графики ремонтов и технического обслуживания оборудования текущего года с отметкой о фактическом выполнении запланированных ремонтов, вахтенные и ремонтные журналы.

5.6.2. Структура, периодичность технического обслуживания и ремонта объектов ДНС, а также их объемы должны соответствовать "Системе технического обслуживания и планового ремонта бурового и

нефтепромыслового оборудования в нефтяной промышленности", инструкциям по эксплуатации и ремонту заводов-изготовителей соответствующего оборудования и установок.

5.6.3. Обслуживающий персонал ДНС периодически производит: осмотр и проверку нормальной работы объектов без остановки (отключения) агрегатов и установок; периодическое техническое обслуживание и восстановительные работы в случаях отказа оборудования с их остановкой; подготовку рабочих мест и допуск к работам ремонтного персонала баз производственного обслуживания (БПО); записи в журнал учета технического обслуживания и ремонта оборудования (форма 8 "Системы технического обслуживания и планового ремонта бурового и нефтепромыслового оборудования в нефтяной промышленности").

Техническое обслуживание и текущий ремонт оборудования и насосов ДНС, работающих в автоматическом режиме без постоянного присутствия обслуживающего персонала, осуществляется выездными комплексными бригадами БПО.

5.6.4. Ответственность за соблюдение требований нормативно-технических документов по эксплуатации оборудования на каждой ДНС определяется должностными инструкциями, утвержденными в установленном порядке руководством НГДУ (объединения).

5.6.5. Персонал, ответственный за техническую эксплуатацию оборудования, установок и сооружений ДНС, обязан обеспечить:

надежную, экономичную и безопасную работу каждого объекта;

разработку и внедрение мероприятий по экономии электроэнергии, топлива и материалов;

внедрение новой техники и технологии, способствующей более надежной, экономичной и безопасной работе объектов ДНС, а также повышению производительности труда;

наличие и своевременную проверку защитных средств и противопожарного инвентаря;

организацию и своевременное проведение планово-предупредительного ремонта и периодических испытаний оборудования и установок, аппаратуры и т.д.;

своевременное расследование и ликвидацию отказов оборудования и установок.

5.6.6. При выводе на плановый или неплановый ремонт насосных агрегатов и установок обслуживающий персонал обязан:

оформить наряд-допуск на ремонтные работы;

закрыть приемную и выкидные задвижки;

опорожнить от нефти насос, приемный и выкидной коллекторы открытием соответствующих задвижек;

вывесить предупредительные плакаты на органы управления насосного агрегата (установки).

5.6.7. Перед сдачей в ремонт установки и оборудование ДНС с соответствующими технологическими коммуникациями должны быть очищены от пыли, масла, грязи. Подходы к оборудованию, а также рабочее место для ремонта или демонтажа должны быть освобождены от посторонних предметов и подготовлены для укладки деталей и узлов оборудования.

Ответственность за подготовку оборудования к передаче в ремонт возлагается на инженера технических служб предприятия.

5.6.8. Агрегаты, узлы и приборы, отправляемые на ремонт в БПО, должны быть предохранены от коррозии и других повреждений.

5.6.9. При передаче оборудования на капитальный ремонт руководство предприятия (цеха, участка) передает исполнителю в БПО паспорт (формуляр) на соответствующее оборудование и ава-

рийный акт, если агрегат (насос, электродвигатель, трансформатор и др.) отправляется на ремонт в результате аварийного выхода из строя.

5.6.10. Порядок сдачи в ремонт и приемки из ремонта оборудования, взаимоотношения заказчика и подрядчика и их ответственность регламентируются РДС 39-01-038-80 "Организация ремонта оборудования. Основные положения".

5.6.11. Приемка оборудования из текущего и непланового ремонта осуществляется руководителями (инженерами) технических служб предприятия (цеха, участка), а приемка оборудования из капитального ремонта осуществляется отделом технического контроля качества (ОТК) совместно с начальником и мастером участка ЦПО.

5.6.12. При приемке оборудования и установок из ремонта персонал обязан:

провести послеремонтное испытание в соответствии с заводской инструкцией и НТД, регламентирующими длительность и режимы испытаний;

сдать отремонтированный объект заказчику;

выполнить соответствующие записи в ремонтной и оперативной документации.

5.6.13. Отремонтированный объект ДНС считается принятым в эксплуатацию после проверки технического состояния в соответствии с требованиями технической документации и проведения соответствующих испытаний в рабочем режиме: после текущего ремонта в течение 8 ч, после капитального ремонта - в течение 24 ч.

Для контроля качества ремонта, проведения межоперационных и периодических испытаний ремонтные цехи (участки), лаборатории ЦБПО должны быть оснащены соответствующей аппаратурой и испытательными стендами.

5.6.I4. Приемка из ремонта высоковольтного электротехнического оборудования или участка сети, а также электрооборудования и средств автоматики со сложными схемами управления по списку, утвержденному главным энергетиком (начальником КИП и А) предприятия, производится высоковольтной электротехнической лабораторией ЦБПО и лабораторий КИП и А.

5.6.I5. Сдача оборудования в ремонт и приемка из ремонта оформляются актом.

Данный акт вместе с протоколом испытаний хранится в деле соответствующей единицы оборудования.

5.6.I6. В паспорт оборудования, подвергающегося одновременно с ремонтом модернизации, вносятся соответствующие изменения с указанием даты.

На оборудование ниже заводского щитка устанавливается дополнительно ремонтный щиток с указанием новых параметров, названия организации, выполнившей модернизацию, и даты.

5.6.I7. Исполнитель (БПО), выпуская оборудование из капитального ремонта, должен гарантировать его работоспособность и ресурс с момента начала эксплуатации при соблюдении заказчиком (службами НГДУ) правил эксплуатации, установленных соответствующими стандартами или другой нормативно-технической документацией, утвержденной в установленном порядке.

Гарантийные обязательства исполнителя должны быть отражены в паспорте (формуляре) отремонтированного оборудования.

6. УЗЛЫ БРИГАДНОГО ОПЕРАТИВНОГО УЧЕТА

6.1. Бригадный оперативный учет - определение количества нефти и газа, извлеченных из скважин.

Количество добытых нефти и газа характеризует эффективность деятельности нефтегазодобывающих подразделений (бригад, цехов и НГДУ).

6.2. Количество нефти при бригадном учете определяют в единицах массы - тоннах.

Количество нефтяного газа при бригадном учете определяют в единицах объема - $н.м^3$.

6.3. Проектирование узлов бригадного учета нефти и газа производится на основании следующих документов:

"Инструкция по определению количества нефти на узлах учета с турбинными счетчиками при учетно-расчетных операциях";

"Временные рекомендации по проектированию и эксплуатации узлов учета нефти с турбинными счетчиками";

"Основные требования к техническим средствам измерения при организации бригадного учета нефти", утвержденные первым заместителем министра Миннефтепрома т.Кремневым В.И. 2.09.1981г.;

СНиП III-34-74 "Системы автоматизации".

6.4. Узел бригадного учета нефти располагается на дожимной насосной станции за насосами откачки.

6.5. В состав узла бригадного учета нефти с турбинными расходомерами входят следующие приборы и оборудование:

турбинные преобразователи расхода (ТПР);

манометры;

термометры;

автоматический пробоотборник;

автоматический плотномер;

вторичные приборы обработки, хранения и индикации результатов измерения;

трубопроводная обвязка;

фильтры;

струевыпрямители;

запорно-регулирующая арматура.

В узле бригадного учета нефти предусматриваются рабочая и резервная измерительные линии с необходимыми средствами измерения.

6.6. Диапазон измерения турбинного преобразователя расхода (ТПР) должен составлять 60-80% от верхнего предела измерения.

6.7. Снятие и регистрация показаний турбинного счетчика осуществляется через каждые два часа.

6.8. Показания турбинного счетчика корректируются по рабочему давлению, температуре, по вязкости и плотности измеряемой жидкости.

6.9. Определение вязкости и плотности жидкости, содержания воды, солей, и механических примесей проводится согласно инструкции по эксплуатации этого узла.

При отсутствии автоматического плотномера, поточного вискозиметра, влагомера плотность, вязкость и другие параметры определяются лабораторным анализом по представительной пробе, отобранной автоматическим пробоотборником через пятислойник.

6.10. Определение массы "нетто" нефти проводится согласно утвержденной инструкции (методики) расчета.

6.11. При применении турбинных расходомеров на бригадных и промысловых узлах учета нефти должны соблюдаться следующие условия:

поток жидкости через узел учета должен быть однофазным (без выделения свободного газа);

поток жидкости через узел учета не должен расслаиваться на нефть (нефтяную эмульсию) и воду;

режим перекачки должен быть стабильным и не допускать отклонения от среднего значения более чем ± 20 % по объему;

должны применяться фильтры, струевыпрямители и прямые участки, поставляемые фирмой-изготовителем счетчиков или заводского изготовления по документации, утвержденной в установленном порядке.

6.I2. При увеличении обводненности нефти необходима организация предварительного сброса пластовой воды.

6.I3. Вторичная аппаратура оперативных узлов учета должна размещаться в оперативных или диспетчерских пунктах.

Расстояние по трассе измерительного кабеля от узла учета до вторичных приборов должно быть не более 500 м.

6.I4. Площадка узла учета должна быть оборудована дождеприемником для отвода стоков в канализацию. Для сбора нефти при опорожнении измерительных линий и фильтров должна предусматриваться заглубленная емкость.

6.I5. Ввод в эксплуатацию узлов бригадного учета нефти проводится согласно РД 39-5-649-8I "Правила ввода в промышленную эксплуатацию систем измерения количества нефти".

6.I6. Техническое обслуживание и плановые ремонты проводятся в соответствии с требованиями РД 39-5-700-82 "Правила обслуживания систем измерения количества нефти", РД 39-5-659-8I "Нормы расхода запасных частей и материалов на техническое обслуживание и норматив обменного фонда оборудования информационно-измерительных систем учета количества нефти на потоке", РД 39-5-788-82 "Положение о планировании и учете работ по техническому обслуживанию систем измерения количества нефти", РД 39-5-968-83 "Инструкция по использованию, хранению, ремонту

и учету обменного фонда для информационно-измерительных систем измерения количества нефти".

6.17. Турбинный преобразователь расхода поверяется в соответствии с методическими указаниями МН 306-83 "Преобразователи расходные турбинные. Методы и средства поверки".

Автоматический плотномер поверяется согласно методическим указаниям "Плотномеры вибрационные. Методы и средства поверки" (РД 50-294-81).

Автоматический пробоотборник поверяется согласно инструкции по эксплуатации.

Автоматический вискозиметр на потоке поверяется в соответствии с методическими указаниями "Автоматический поточный вискозиметр. Методы и средства поверки".

Вторичная аппаратура поверяется по методическим указаниям ЕПО "Союзнефтеавтоматика".

6.18. При проектировании узлов учета необходимо предусматривать подъездные пути для установки передвижных ТПУ, если параметры измеряемой жидкости соответствуют технической характеристике ТПУ. Расстояние между узлом учета нефти и ТПУ не должно превышать 500 м. Соединительные трубопроводы от узла учета к ТПУ прокладываются с уклоном не менее 0,002, а в высших точках должны быть установлены вантузы для выпуска воздуха.

6.19. Узел бригадного учета нефтяного газа располагается на ДНС и служит для измерения объема сырого неосушенного газа, отделившегося на первой ступени сепарации.

6.20. В состав узла бригадного учета газа входят следующие приборы и оборудование:

стандартная камерная диафрагма;

дифманометр-расходомер газа;

самопищущий манометр;

технический термометр;

электрическая печь во взрывобезопасном исполнении;

утепленный шкаф;

трубопроводная обвязка;

запорно-регулирующая арматура.

6.21. В качестве средств замера нефтяного газа используются различного типа дифманометры (например, самопищущие сильфонные дифманометры с часовым приводом типа ДСС-710 чН, ДСС-732 чН, ДСС-734 чН, а также самопищущие дифманометры-расходомеры с коррекцией по температуре и давлению типа ДСКС-710. 4-3).

6.22. Монтаж узлов учета нефтяного газа производится согласно РД 50-213-80 "Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами".

Измерительные приборы устанавливаются на прямолинейном исходящем участке газопровода. Угол наклона к горизонту прямолинейного участка 10-12°.

6.23. Объем нефтяного газа, измеренного с помощью расходомеров диафрагменного типа, определяется согласно зависимостей, рекомендованных РД 50-213-80.

6.24. Применяемые средства измерения и приборы контроля должны быть поверены согласно действующим нормативно-техническим документам и иметь паспорта и свидетельства поверки установленной формы.

Периодичность поверок расходомеров газа определена ГОСТ 8.002-71 и ОСТ 35-055-79.

С помощью дифманометра ДТ-50 и последовательно установленной с расходомером диафрагмой рабочие расходомеры могут быть поверены на месте в рабочих условиях.

6.25. Требования к обслуживающему персоналу, нормативы трудо-

затрат, заработная плата обслуживающего персонала определяются согласно РД 39-5-546-81 "Нормативы трудозатрат и расчет сметной стоимости работ по техническому обслуживанию средств измерения автоматики и телемеханики в нефтедобыче".

6.26. При эксплуатации узлов бригадного оперативного учета нефти и газа должны соблюдаться требования "Правил безопасности в нефтегазодобывающей промышленности", "Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей" и "Правил пожарной безопасности в нефтяной промышленности".

7. КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И АВТОМАТИКА

7.1. Контрольно-измерительные приборы используются в системе сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа для измерения количества извлекаемой продукции нефтяных скважин и контроля ее физико-химических параметров (давления, температуры) по пути движения от скважины до пунктов подготовки.

7.2. Для технического обслуживания контрольно-измерительных приборов и автоматики (КИП и А) в нефтегазодобывающем объединении создаются соответствующие службы КИП и А.

7.3. В своей деятельности работники службы КИП и А должны руководствоваться настоящими Правилами, ГОСТ 8.002-71 "Государственная система обеспечения единства измерений. Организация и порядок проведения поверки , ревизии и экспертизы средств измерения"; СНиП III-34-74 "Система автоматизации", "Правилами устройства электроустановок", "Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок", заводскими инструкциями по монтажу и эксплуатации приборов и средств автоматизации, другими нормативно-техническими руководящими документами, утвержденными в установленном порядке.

7.4. Службы КИП и А обеспечивают:

учет и паспортизацию мер и измерительных приборов;

эксплуатацию и техническое обслуживание контрольно-измерительных приборов и средств автоматики и телемеханики;

контроль соответствия применяемых средств и методов измерений требованиям точности, установленным стандартам, техническими условиями и инструкциями;

контроль правильности установки (монтажа) контрольно-измерительных приборов, средств автоматики и телемеханики;

обучение работников промыслов методам эксплуатации приборов и систем автоматизации;

расследование причин отказов и повреждений, разработку мероприятий по повышению надежности КИП, автоматики и телемеханики;

ремонт и поверку указанной техники;

представление на государственную поверку образцовых и рабочих средств измерения с обеспечением безопасности и безвредности труда в соответствии с перечнем, утвержденным Госстандартом;

внедрение новых образцов в измерительной технике и средств автоматики и телемеханики.

7.5. На все меры и контрольно-измерительные приборы выдаются паспорта (формуляры).

7.5.1. Паспорт (формуляр) является постоянно действующим документом, служащим для учета и наблюдения за состоянием мер и измерительных приборов, а также для записи результатов ведомственных поверок.

7.5.2. При поверках прибора в паспорте (формуляре) делается отметка со ссылкой на номер протокола в журнале поверок. Результаты всех поверок заносятся в журнал.

7.5.3. Все контрольные и образцовые контрольно-измерительные приборы должны быть на отдельном учете и подвергаться госу-

дарственной поверке в установленные сроки.

7.6. Эксплуатация систем автоматики, телемеханики и КИП должна включать в себя оперативное и техническое обслуживание систем и приборов, ведение технической документации.

7.6.I. Оперативное обслуживание заключается в использовании систем автоматики, телемеханики и КИП для управления оборудованием и для контроля технологических параметров обслуживаемых объектов.

7.6.2. Техническое обслуживание систем автоматики, телемеханики и КИП включает периодический контроль исправности всех устройств и устранение выявленных неисправностей, регулярные осмотры, проверки и испытания устройств.

7.6.3. При эксплуатации аппаратуры автоматики и КИП во взрывонепроницаемом исполнении должны выполняться:

регулярный внешний осмотр аппаратуры;

проверка целостности взрывонепроницаемых оболочек; наличие крепежных деталей, пломб, табличек с предупредительными надписями, заземляющих устройств, заглушек на неиспользуемых вводных устройствах, уплотнения кабельных вводов, покрытия консистентными смазками мест соединения взрывонепроницаемых оболочек.

7.6.4. Запрещается эксплуатация аппаратуры с повреждениями взрывонепроницаемых соединений, трещинами, проколами, вмятинами и другими повреждениями оболочек, аппаратуры с ослабленными элементами уплотнений кабельных вводов и проводов.

7.6.5. Запрещается вскрытие взрывонепроницаемого отделения аппарата без полного отключения напряжения питания. Части аппаратов с нагревающимися в процессе работы элементами можно открывать только после понижения температуры в них до уровня, безопасного в отношении воспламенения смеси.

7.6.6. При эксплуатации аппаратуры автоматики и КИП в спе-

циальном и маслонаполненном исполнении выполняют следующие специальные требования:

ежемесячно производят осмотр состояния защитных оболочек аппаратуры, проверяют их нагрев, состояние заливки, проверяют, нет ли трещин и следов отслоения заливочной массы от стенок оболочек, состояние уплотнений и сопротивление изоляции;

не реже одного раза в год отбирают пробу масла для проверки диэлектрических свойств; масло должно заменяться не реже одного раза в три года; при взятии проб и заливке масла аппаратура должна обесточиваться;

в случае применения кварцевого песка в приборах КИП и автоматики в специальном исполнении песок перед засыпкой подвергают гидрофобизации.

7.7. Пределы измерения КИП должны соответствовать диапазону изменения контролируемых технических и технологических параметров.

Точность измерения технических и технологических параметров должна быть не ниже той, которая установлена соответствующими нормативными документами.

7.8. Правильность установки (монтажа) контрольно-измерительных приборов, средств автоматики и телемеханики контролируется согласно требованиям следующих документов:

СНиП III-34-74 "Система автоматизации. Правила производства и приемки работ".;

"Правила устройства электроустановок";

заводские инструкции по монтажу и эксплуатации приборов и средств автоматизации.

7.8.1. При монтажных работах запрещается применять кабели, не соответствующие инструкции по монтажу КИП и автоматики.

7.8.2. Запрещается использовать один и тот же кабель для проводки искробезопасных и искроопасных цепей.

7.8.3. Группы искробезопасных проводов должны быть проложены отдельно от остальных цепей, заэкранированы и иметь отличительную окраску в соответствии с "Правилами устройства электроустановок".

7.8.4. 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.

7.8.5. При расположении измерительной системы во взрывоопасном помещении измерение тока и напряжения, проверку правильности настройки аппаратуры разрешается производить искробезопасными приборами.

7.9. Все виды планово-предупредительных ремонтов систем автоматики, телемеханики и КИП производятся по графикам.

7.9.I. Проверка работы приборов, средств автоматики и телемеханики должна проводиться согласно графикам допуска ответственного за объект лица с соблюдением всех мер, обеспечивающих бесперебойную работу технологического оборудования, с записью в журнале сменного инженера.

7.9.2. Все контрольно-измерительные приборы и средства автоматики должны проверяться, испытываться и регулироваться с соблюдением правил пожарной безопасности.

7.9.3. В случае отказа приборов и средств автоматики и телемеханики проводятся внеочередные проверки для выяснения и устранения причин неисправности.

7.9.4. Ремонт взрывозащищенной аппаратуры должен производиться на специализированных ремонтных предприятиях Минэлектротехпрома, а также на предприятиях отрасли, имеющих разрешение Госгортехнадзора СССР на ремонт указанного оборудования.

По окончании ремонта производят измерения параметров взрывозащиты и испытания на взрывозащищенность и взрывонепроницаемость на специальной установке.

7.9.5. При ремонте КИП и автоматики в маслонаполненном исполнении масло из соответствующих резервуаров заменяют свежим, независимо от срока заливки.

7.9.6. Испытания КИП и автоматики в специальном исполнении после ремонта проводят по соответствующим методикам.

7.9.7. Документами, на основе которых организуется и ведется практическая работа по поверке и ремонту приборов, являются план-график и "Журнал ведомственных и государственных поверок контрольно-измерительных приборов".

План-график составляется согласно нормативам о государственном и ведомственном надзоре за мерами и измерительными приборами, согласовывается с метрологической службой предприятия и утверждается руководством НГДУ.

7.I0. Для обеспечения единства мер и измерений в подразделениях нефтегазодобывающих объединений все средства измерений подвергаются государственной и ведомственной поверке.

7.I0.I. Ведомственный надзор за мерами и контрольно-измерительными приборами в нефтегазодобывающих объединениях осуществляется базовыми лабораториями метрологии ВПО "Союзнефтеавтоматика".

7.I0.2. К эксплуатации в системах сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа допускаются средства измерений, признанные годными к применению по результатам метрологического надзора, поверка которых проведена в соответствии с требованиями государственных стандартов на методы и средства поверки.

7.I0.3. Метрологический надзор за правильностью эксплуатации и применения контрольно-измерительных приборов, за своевре-

менным проведением ведомственных поверок приборов в нефтегазодобывающем объединении осуществляет главный метролог (отдел метрологии), а в НГДУ - старший метролог.

8. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

8.I. Метрологическое обеспечение технологических процессов сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа относится к основным видам работ. Задачи и функции, возложенные на метрологическую службу отрасли, определены "Положением о метрологической службе Министерства нефтяной промышленности", утвержденным 30.I2.82г. и введенным в действие приказом Миннефтепрома № 62 от 04.03.83г.

Выполнение задач, возложенных на метрологическую службу, в нефтегазодобывающих объединениях обеспечивают отделы метрологии (отделы главных метрологов), в НГДУ - старшие метрологи.

8.2. Основными задачами метрологической службы НГДУ являются:

- обеспечение единства и требуемой точности измерений;

- внедрение средств измерений и методик измерений, контроля и испытаний, отвечающих современным требованиям;

- непрерывное повышение технического уровня измерений, контроля и испытаний на основе использования достижений научно-технического прогресса.

8.3. К эксплуатации допускаются средства измерений исправные, поверенные, прошедшие государственные испытания или метрологическую аттестацию по ГОСТ 8.326-78.

К применению допускаются методики выполнения измерений стандартизованные, либо подвергнутые метрологической аттестации или экспертизе по ГОСТ 8.010-73.

Ответственность за надлежащее состояние средств измерений возлагается на конкретных лиц приказом по НГДУ.

8.4. Вся работа по техническому обслуживанию, ремонту и поверке средств измерений организуется на основе годовых графиков, утвержденных руководством НГДУ после согласования с метрологической службой и органами, выполняющими указанные работы.

Не допускается без разрешения вышестоящих организаций и Управлений по автоматизации Миннефтепрома прекращение или сокращение предусмотренных утвержденным графиком метрологических работ.

8.5. Метрологическая служба НГДУ осуществляет следующие виды работ:

- контроль метрологического обеспечения технологических процессов сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа (соблюдение установленных метрологических норм и правил, наличие и правильность применения методик измерений, состояние и применение средств измерений, выполнение планов мероприятий по метрологическому обеспечению и планов внедрения новой измерительной техники);

- ведение оперативного учета средств измерений, организация обменного фонда средств измерений и запчастей к ним на ремонтно-эксплуатационные нужды, хранение и поддержание в исправном состоянии рабочей и образцовой измерительной техники, изучение эксплуатационных свойств средств измерений;

- составление годовых графиков ремонта, государственной и ведомственной поверки средств измерений, согласование графиков с территориальными органами Госстандарта и объединения "Союзнефтеавтоматика", выполняющими ремонт и поверку, контроль за исполнением графиков;

- представление на ремонт и поверку средств измерений в соответствии с утвержденными графиками и ГОСТ 8.513-84.

8.6. Обязательной государственной поверке подлежат рабочие средства измерений, связанные с учетом материальных ценностей, взаимными расчетами и реализацией, обеспечением безопасности труда и

охраны природы, согласно "Номенклатурному перечню рабочих средств измерений, подлежащих государственной поверке", утвержденному и издаваемому Госстандартом.

8.7. Ведомственная поверка, ремонт и техническое обслуживание средств измерений производятся централизованно органами ВПО "Союзнефтеавтоматика" в установленном порядке.

8.8. В обоснованных случаях, когда технико-экономически целесообразно проводить ремонт и поверку части средств измерений силами метрологической службы предприятия, в НГДУ создаются поверочные подразделения.

Необходимые обоснования определяются в соответствии с МИ 15-74 "Методические указания по организации, расчету состава, оборудования и помещений поверочных подразделений органов ведомственных метрологических служб". Соответствующие документы оформляют и регистрируют согласно РДП 89-77 "Правила регистрации Госстандартом предприятий и организаций, изготовляющих, ремонтирующих и поверяющих средства измерений, и выдачи им разрешений на право ремонта и поверки средств измерений".

8.9. Порядок изготовления, хранения и применения поверительных клейм устанавливается РДП 5-79 "Правила изготовления, хранения и применения поверительных клейм".

8.10. Метрологическая служба НГДУ принимает участие в определении потребности цехов и подразделений в образцовых и рабочих средств измерений, стандартных образцах состава и свойств веществ и материалов и в их распределении; осуществляет согласование сводных заявок на приобретение средств измерений (в том числе по импорту) и контролирует реализацию заявок; оформляет заключения по актам на списание средств измерений.

8.11. Руководство НГДУ обязано:

- создавать должностным лицам органов государственного метроло-

гического надзора необходимые условия для выполнения возложенных на них обязанностей;

- систематически рассматривать результаты проверок и оперативно устранять выявленные недостатки;

- должностных лиц, виновных в нарушении установленных правил выпуска в обращение, содержания и применения средств измерений, привлекать к дисциплинарной ответственности, а в необходимых случаях - к ответственности в соответствии с действующим законодательством.

9. ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ

9.1. Общие положения

9.1.1. Мероприятия по защите от внутренней и внешней коррозии нефтепромыслового оборудования должны предусматриваться на стадии проектирования, строительства и реконструкции объектов обустройства нефтяных месторождений и обеспечивать их безаварийную (по причине коррозии) работу на весь планируемый период эксплуатации.

9.1.2. Защита нефтепроводов систем сбора от почвенной коррозии должна осуществляться комплексно: защитными покрытиями (пассивная защита) и средствами электрохимической защиты (активная защита) в соответствии с требованиями ГОСТ 9.015-74 "Единая система защиты от коррозии и старения. Подземные сооружения. Общие технические требования", ГОСТ 25812-83 "Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии" и СНиП П-45-75 "Магистральные трубопроводы".

9.1.3. Оценка коррозионной агрессивности продукции скважин (нефти, пластовой воды, газа) должна производиться предварительно в лабораторных условиях на основании химических и ми-

кробиологических анализов отобранных проб из разведочных или первых эксплуатационных скважин.

9.I.4. Противокоррозионная защита нефтепромыслового оборудования должна предусматривать применение предупредительных (технологических) мер, направленных на уменьшение первоначальной агрессивности добываемой продукции: применение закрытых систем сбора, подготовки и транспорта нефти, газа и сточных вод, предотвращающих попадание кислорода и резкий рост их агрессивности; исключение смешения сероводородсодержащих и железосодержащих нефтей, пластовых и сточных вод; технологические меры по обеспечению герметизации нефтепромысловых объектов добычи нефти; создание благоприятных, с точки зрения коррозии, условий эксплуатации оборудования. Снижение внутренней коррозии нефтесборных коллекторов достигается также предупреждением расслаивания нефтяных эмульсий в процессе их транспорта путем сохранения достаточной скорости движения газоводонефтяной смеси, периодической очисткой трубопроводов и оборудования.

9.I.5. Если добываемая продукция не содержит сероводород, двуокись углерода, кислород, органические и неорганические кислоты, коррозионноопасные микроорганизмы, то можно ограничиться мероприятиями предупредительного характера.

9.I.6. Если добываемая продукция содержит с начала разработки агрессивные агенты или же интенсификация процессов добычи нефти приводит к их появлению, необходимо наряду с предупредительными мерами использовать специальные меры защиты (ингибиторы, покрытия, электрохимзащиту и др.).

9.I.7. Указанные методы применяют исходя из конкретных условий эксплуатации оборудования и трубопроводов с учетом технико-экономических показателей.

9.2. Защита трубопроводов системы сбора нефти

9.2.1. Защита трубопроводов системы сбора нефти от внутренней коррозии осуществляется с применением ингибиторов коррозии, технологических методов борьбы с коррозией и антикоррозионных внутренних покрытий.

9.2.2. Ингибиторной защите от внутренней коррозии подлежат нефтепроводы, в которых происходит расслоение транспортируемой жидкости на фазы (нефть, воду, газ), и нефтепроводы, транспортирующие эмульсию типа "нефть в воде".

9.2.3. Процесс ингибирования осуществляется в соответствии с технологией применения, разработанной для каждого ингибитора.

9.2.4. Ингибиторы коррозии в защищаемую систему подаются при помощи установок типа БР-2,5, БР-10 в соответствии с технологическим регламентом, разработанным на основании инструкции по применению ингибитора.

9.2.5. Монтаж и эксплуатация установок для закачки ингибитора производится в соответствии с технической документацией.

9.2.6. Контроль за соблюдением технологии применения ингибиторов осуществляется в следующей последовательности:

- проверить исправность технических средств закачки ингибиторов и узлов контроля за скоростью коррозии.

- установить фактический удельный расход ингибитора и его соответствие режиму закачки, рекомендованному инструкцией по применению и технологическим регламентом.

- оценить защитное действие ингибитора согласно РД 39-3-669-81 "Методика оценки агрессивности нефтепромысловых сред и защитного действия ингибиторов коррозии при транспорте обводненной нефти" путем сравнения скоростей коррозии образцов - свидетелей, установленных на контрольных точках нефтепровода

до и при подаче в систему ингибитора.

Защитный эффект на конечном участке нефтепровода должен быть не менее 80%.

9.2.7. Оперативный контроль защитного действия реагента осуществляется в соответствии с РД 39-3-6II-8I "Методика оценки коррозионной агрессивности нефтепромысловых сред и защитного действия ингибиторов коррозии при помощи коррозиметров" путем сравнения скоростей коррозии до и во время подачи ингибитора в систему.

Контроль технологического процесса может быть осуществлен путем определения концентрации ингибитора в воде, отобранной с конечного участка нефтепровода. Концентрация должна быть не ниже оптимальной, установленной регламентом на применение.

9.2.8. Эксплуатация средств ингибиторной защиты осуществляется службами защиты от коррозии на промыслах.

9.2.9. Контроль за коррозионным состоянием нефтепровода производится следующими методами: визуальный, гравиметрический, при помощи ультразвуковых толщиномеров, каверномеров и анализом аварийности нефтепроводов.

9.2.I0. При обнаружении в процессе эксплуатации признаков внутренней коррозии нефтепроводов должны быть приняты меры к выявлению причин и предупреждению коррозии.

9.2.II. При организации работ по ингибиторной защите в НГДУ должны быть разработаны инструкции по эксплуатации и технике безопасности на основе действующих правил и типовых инструкций по технике безопасности и производственной санитарии, а также инструкций по применению ингибиторов с учетом конкретных условий производства и конструктивных особенностей оборудования, применяемого для дозировки ингибитора.

9.2.I2. Защита промысловых нефтепроводов от коррозии технологическими методами производится в соответствии с РД 39-30-I259-85 "Проектирование и применение средств антикоррозионной защиты нефтегазопроводов и систем нефтегазосбора".

9.2.I3. Защита промысловых нефтепроводов от коррозии технологическими методами предусматривает:

а) поддержание в системе нефтесбора гидродинамического режима движения продукции скважин, препятствующего выпадению свободной воды из нефтяного потока;

б) сброс избыточного количества свободной воды на кустах скважин для утилизации ее путем закачки в пласт;

в) постадийное строительство двухтрубных систем нефтегазосбора;

г) регулирование гидродинамического режима движения продукции скважин во времени с учетом изменения в процессе эксплуатации свойств продукции -ее обводненности, газового фактора и дебита.

9.2.I4. Мероприятия по защите вновь строящихся трубопроводов антикоррозионными внутренними покрытиями предусматриваются проектом и осуществляются организациями, прокладывающими трубопроводы, а мероприятия по защите действующих трубопроводов осуществляются предприятиями, в ведении которых они находятся.

При выполнении работ по защите трубопроводов антикоррозионными внутренними покрытиями следует руководствоваться следующими документами:

" Руководство по нанесению и применению полимерных материалов для внутренней изоляции нефтепромысловых трубопроводов в полевых условиях" (РД 39-3-375-80);

"Инструкция по технологии футерования полиэтиленом металлических труб для транспорта сточных вод" (РД 39-3-I042-84);

"Инструкция по технологии соединения футерованных полиэти-

леном металлических труб для транспорта сточных вод" (РД 39-3-1043-84).

Устройство всех видов антикоррозионной защиты, предусмотренных проектом, должно осуществляться до сдачи трубопроводов в эксплуатацию.

9.3. Защита трубопроводов системы сбора нефтяного газа

9.3.1. Защите от внешней и внутренней коррозии подлежат все трубопроводы системы сбора и внутрипромыслового транспорта нефтяного газа.

9.3.2. Защита промысловых газопроводов от внешней коррозии осуществляется применением изоляционных покрытий и средств электрохимзащиты, которые предусматриваются проектом и монтируются на газопроводе до его сдачи в эксплуатацию.

9.3.3. Защита промысловых газопроводов от внутренней коррозии осуществляется технологическими методами и применением ингибиторов коррозии.

9.3.4. Технологические методы противокоррозионной защиты включают:

а) расчет гидродинамического режима работы газопровода, который производится согласно РД 39-32-704-82 "Инструкция для расчета расходных характеристик трубопровода при безкомпрессорном транспорте сырого нефтяного газа" с дополнением к РД 39-32-704-82;

б) выявление границ зоны конденсации и удаление жидкого конденсата из газопровода, согласно РД 39-3-1019-84 "Инструкция по применению комбинированного способа защиты внутренней поверхности газопроводов от коррозии";

в) очистку газопроводов от механических примесей и продуктов коррозии, которая производится согласно РД 39-23-1081-84 "Технология применения ингибиторов от локальной коррозии низконапорных водоводов системы ППД".

9.3.5. Защита промысловых газопроводов с применением ингибиторов коррозии производится согласно РД 439-3-1019-84 "Инструкция по применению комбинированного способа защиты внутренней поверхности газопроводов от коррозии.

9.4. Электрохимическая защита объектов от коррозии

9.4.1. Все наземные и подземные сооружения нефтепромыслов включаются в единую технологическую систему совместной электрохимической защиты. Допускается включение в такую систему соседних сооружений различного назначения, а также применение на них самостоятельных технологических систем электрохимической защиты при соответствующем технико-экономическом обосновании.

9.4.2. Допускается раздельная защита обсадных колонн нефтяных скважин и нефтепроводов.

При этом необходимо исключить вредное влияние раздельной защиты соседних сооружений друг на друга путем изменения расположения и конструкций анодных заземлений и точек подключения защитных установок. Эксплуатация катодной защиты соседних сооружений с любой разностью потенциалов между ними допустима при защитных потенциалах на каждом из них в пределах требований ГОСТ 25812-83 "Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии".

9.4.3. При совместной защите трубопроводов и кабелей связи для предотвращения перетекания тока из трубопроводов в оболочку кабеля следует применять перемычки, оборудованные вентильными устройствами.

9.4.4. Выбор средств электрохимической защиты осуществляется в зависимости от условий прокладки сооружений и данных о коррозионной активности среды по отношению к металлу защищаемого сооружения с учетом результатов технико-экономических расчетов.

9.4.5. Средства электрохимической защиты трубопроводов, предусмотренные проектом, следует включать в работу в зонах блуждающего тока в течение не более месяца после укладки участка трубопровода, а в остальных случаях - до начала работы рабочих приемочных комиссий.

9.4.6. Система электрохимической защиты от коррозии всего объекта в целом должна быть построена и включена в работу до сдачи сооружения в эксплуатацию.

9.4.7. Катодная поляризация подземных промысловых нефтепроводов средствами электрохимической защиты должна обеспечить требуемые величины поляризационного (защитного) потенциала на их поверхности от минус 0,85 В до минус I,I В (относительно неполяризующегося медносульфатного электрода сравнения).

9.4.8. При катодной защите обсадных колонн нефтяных скважин и промысловых сооружений допускается минимальный поляризационный (защитный) потенциал менее отрицательный, чем минус 0.8 В (с омической составляющей минус 0,90 В).

9.4.9. Защита резервуаров от коррозии, вызываемой подтоварной водой, должна быть комплексной (с применением протекторной или катодной защиты и специальных покрытий).

Пассивная и активная защита от коррозии предусматривается проектом.

9.4.I0. При защите резервуаров минимальное защитное смещение потенциала определяется свойствами коррозионной среды и защищаемой поверхности.

В нейтральных средах для новых резервуаров достаточно защитное смещение 0,I В или по абсолютной величине потенциала 0,85В.

9.4.II. Для резервуаров, долгое время бывших в эксплуатации, со следами язвенной коррозии, защитное смещение должно быть увеличено до минус 0,I5+0,2 В.

В сероводородосодержащих средах минимальное защитное смещение потенциала не должно быть ниже минус 0,2 В.

9.4.12. Защита кровли, ферм, верхних поясов и понтона должна осуществляться специальными покрытиями.

9.4.13. Установка анодных заземлителей и протекторов должна предусматриваться ниже глубины промерзания грунта в местах с наименьшим удельным сопротивлением. Место подключения дренажного кабеля к анодному заземлению должно быть обозначено опознавательным знаком.

9.4.14. Станции катодной защиты должны иметь ограждения, предупредительные плакаты и видимые при обслуживании надписи, указывающие номер станции.

9.4.15. Нетоковедущие части устройств электрохимической защиты должны быть заземлены. Защитные заземления средств электрохимической защиты должны соответствовать требованиям действующих "Правил устройства электроустановок" и содержаться в исправном состоянии.

9.4.16. На станциях катодной защиты должна быть осуществлена защита от атмосферных перенапряжений (грозозащита). Проведение работ на них во время грозы категорически запрещается.

9.4.17. Эксплуатация средств электрохимической защиты от коррозии, а также контроль за коррозионным состоянием промысловых сооружений и резервуаров осуществляется службой электрохимической защиты НГДУ в соответствии с РД 39-30-142-79 "Основные положения о планово-предупредительном ремонте средств электрохимической защиты магистральных нефтепроводов".

9.4.18. Методическое и организационно-техническое руководство службами электрохимической защиты НГДУ осуществляется службой коррозии объединения.

9.4.19. В ведении персонала службы электрохимической защиты от коррозии находятся:

- средства электрохимической защиты -станции катодной защиты, протекторные установки, электрические перемычки трубопровода, изолирующие фланцы и т.д.;

- средства контроля за коррозионным состоянием подведомственных сооружений НГДУ, коррозионно-измерительная техника, контрольно-измерительные колонны (катодные выводы) и т.д.

9.4.20. Линии электропередач напряжением 0,4; 6 и 10 кВ, трансформаторные подстанции и высоковольтное оборудование эксплуатирует и ремонтирует служба главного энергетика объединения, несущая ответственность за бесперебойную подачу электроэнергии к станциям катодной защиты.

9.4.21. Служба электрохимической защиты (ЭХЗ) должна иметь:

помещения под мастерские для ремонта средств ЭХЗ;

специальное и вспомогательное оборудование, приборы, инструменты, материалы и средства защиты для безопасного ведения работ в соответствии с нормами;

передвижные лаборатории ЭХЗ.

9.4.22. Основные задачи персонала служб ЭХЗ:

обеспечение оптимальных эксплуатационных режимов установленных средств ЭХЗ и полной защиты от коррозии подземных промысловых сооружений и внутренней поверхности резервуаров;

техническое обслуживание устройств ЭХЗ в соответствии с ГОСТ 25812-83 "Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии", действующими положениями и инструкциями;

составление графиков ППР средств ЭХЗ и обеспечение своевременного их выполнения;

контроль за монтажом и наладкой вводимых в эксплуатацию средств ЭХЗ;

внедрение мероприятий, повышающих надежность и долговечность применяемых средств ЭХЗ;

контроль коррозионного состояния действующих нефтепроводов, промысловых объектов и резервуаров с помощью электроизмерений, выявление участков неполной защиты и принятие мер по защите их от коррозии;

осмотр изоляционного покрытия и поверхности металла труб в шурфах, отрываемых в наиболее опасных местах, или контроль их с помощью приборов с составлением соответствующих документов, отражающих состояние трубопроводов и эффективность действия защиты;

обеспечение резервуаров защитой от коррозии, вызываемой пластовой водой;

предоставление сведений для прогнозирования капитального ремонта промысловых сооружений;

9.4.23. Контроль за коррозионным состоянием подземных промысловых нефтепроводов осуществляется:

в контрольно-измерительных пунктах, устанавливаемых через каждые 500 м вдоль всей трассы нефтепровода;

в местах подключения средств ЭХЗ, изменения типов изоляционного покрытия, врезки отводов и установки изолирующих фланцев.

9.4.24. Измерение потенциалов резервуаров проводят через один или несколько люков в кровле резервуара.

Проекции люков на днище резервуара должны быть привязаны к ближайшим анодам и указаны в паспорте установки катодной защиты.

9.4.25. Замеры разности потенциалов (сооружение - земля) должны производиться не реже двух раз в год с целью установления

эффективности всей системы защиты от коррозии;

необходимых измерений схемы активной защиты и режимов ее эксплуатации.

9.4.26. Измерения защитного потенциала резервуаров должны производиться в процессе эксплуатации с периодичностью, зависящей от стабильности системы защиты и режима работы резервуаров.

9.4.27. Техническое обслуживание устройств ЭХЗ должно проводиться не реже

двух раз в месяц на устройствах катодной защиты;

одного раза в месяц - на контролируемых протекторных установках.

9.4.28. Ремонт средств ЭХЗ должен проводиться по графику ППР, составленному в соответствии с РД 39-30-142-79 "Основные положения о планово-предупредительном ремонте средств электрохимической защиты магистральных нефтепроводов".

9.4.29. Сведения о работе, причинах отказов, показания приборов катодных установок и результаты измерения разности потенциалов "сооружение-земля" в точке дренажа записываются в журнал контроля работы, находящийся внутри установки ЭХЗ.

Полученные данные в течение дня передаются начальнику службы электрохимической защиты НГДУ для записи в сводный журнал работы средств ЭХЗ.

Один раз в квартал сведения о работе средств ЭХЗ передаются начальником службы НГДУ в службу коррозии объединения.

9.4.30. Контроль технического обслуживания средств электрохимической защиты, качества выполняемых работ, правильности заполнения журналов осуществляется ИТР службы электрохимической защиты НГДУ раз в месяц, службой коррозии объединения - раз в 6 месяцев с записью в журналы контроля.

9.4.31. При производстве работ, связанных с электрическими измерениями на подземных сооружениях, а также работ по монтажу, ремонту и наладке устройств электрохимической защиты следует

руководствоваться "Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей".

9.4.32. К выполнению работ по эксплуатации устройств ЭХЗ с питанием от сети напряжением до 1000 В допускаются лица, имеющие квалификационную группу по технике безопасности не ниже III, сдавшие экзамены в установленном порядке.

9.4.33. При монтаже и эксплуатации систем электрохимической защиты резервуаров следует руководствоваться требованиями следующих нормативных документов:

"Правила технической эксплуатации металлических резервуаров и инструкции по их ремонту;

"Правила изготовления взрывозащищенного и рудничного электрооборудования";

ГОСТ 12.1.010-76 "ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования".

9.4.34. При эксплуатации устройств ЭХЗ обслуживающий персонал должен быть обеспечен индивидуальными защитными средствами: изолирующими подставками, резиновыми ковриками, диэлектрическими галошами, ботами и перчатками, инструментом для монтера с изолированными ручками, указателями напряжения, прошедшими электрические испытания в сроки, согласно "Правилам устройства электроустановок" и правилам техники безопасности.

10. ЗАЩИТА ОТ СТАТИЧЕСКОГО ЭЛЕКТРИЧЕСТВА И МОЛНИЕЗАЩИТА

10.1. Все виды сооружений систем сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа должны быть защищены от прямых ударов молнии, ее вторичных проявлений и от статического электричества, возникающего в процессе движения нефти, в соответ-

ствии с действующими нормами и руководящими документами.

10.2. Защита зданий, сооружений и наружных установок, имеющих взрывоопасные зоны, от прямых ударов молнии и вторичных ее проявлений должна выполняться в соответствии с СН 305-77 "Инструкция по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений".

10.3. Во избежание разрядов статического электричества с поверхности нефти потенциал электростатического поля в газовом пространстве емкости должен определяться, исходя из допустимого значения напряженности, которое обуславливается пробойной величиной паровоздушной смеси.

10.4. Максимальные скорости движения электризующихся жидкостей (нефти) в трубопроводах и емкостях в зависимости от электрических свойств жидкости и напряженности электрического поля в газовом пространстве емкости ограничиваются требованиями "Правил эксплуатации металлических резервуаров для нефти и нефтепродуктов и руководства по их ремонту" и "Правил технической эксплуатации нефтебаз".

10.5. Если в трубопроводах и технологической аппаратуре исключена возможность образования взрывоопасных концентраций паровоздушных смесей, то скорости движения нефти по трубопроводам и истечения ее в емкости не ограничиваются.

10.6. При возможности образования взрывоопасных концентраций паровоздушных смесей допустимую скорость движения нефти по трубопроводам необходимо определять, исходя из того, что заряд, приносимый в приемную емкость с потоком нефти, не вызовет с поверхности продукта искрового разряда с энергией, достаточной для воспламенения паровоздушной смеси.

10.7. Допустимые скорости движения нефти по трубопроводам и истечения их в резервуары под зеркало жидкости устанавливаются

проектом в каждом случае в зависимости от электрофизических свойств нефти, диаметра трубы, свойств материала, состояния стенки трубопровода, размера и формы емкостей, условий окружающей среды и количества жидкости в емкостях.

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

10.9. Для защиты от статического электричества все металлическое оборудование, резервуары, нефтепроводы, сливно-наливные устройства, расположенные внутри и вне помещений, предназначенные для транспортирования, хранения и отпуска легковоспламеняющихся и горючих жидкостей (нефти), подлежат обязательному заземлению и должны представлять на всем протяжении непрерывную электрическую цепь.

10.10. Одновременно из общей системы заземления выделяется и заземляется каждый отдельный аппарат, являющийся источником интенсивного и быстрого возникновения опасных потенциалов статического электричества (сливно-наливные устройства, насосы и т.д.).

Отдельному заземлению подлежат также одиночно установленные емкости и аппараты или они присоединяются к общей заземляющей системе. Последовательное включение в заземляющую систему не допускается.

10.11. Резервуары объемом более 500 $м^3$ согласно ВСН-10-72 "Правила защиты от статического электричества в производствах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности" должны заземляться не менее чем в двух диаметрально противоположных местах; объемом 5000 $м^3$ и 10000 $м^3$ - в четырех местах на равном расстоянии друг от друга; больших объемов - через каждые 30 м периметра.

10.12. Трубопроводы системы сбора продукции скважин должны заземляться в начале, конце и во всех ответвлениях.

10.13. Фланцевые соединения трубопроводов и установок, поскольку они имеют достаточно низкое сопротивление, специальных перемычек, как правило, не требуют.

10.14. При наличии изолирующих фланцев, применяемых при катодной защите и борьбе с блуждающими токами, каждый изолированный участок заземляется самостоятельно в начале и конце.

10.15. На сальниковых компенсаторах и шарнирных соединениях должны быть установлены шунтирующие перемычки из гибкого многожильного провода. Минимальное сечение заземляющих проводов из стали должно быть не менее 25 мм^2, из меди - 16 мм^2.

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

10.17. Нефть должна поступать в резервуары, как правило, ниже уровня находящегося в них остатка.

10.18. Во избежание опасности искровых разрядов наличие на поверхности нефти незаземленных электропроводных плавающих предметов не допускается.

10.19. При применении поплавковых или буйковых уровнемеров их поплавки должны быть изготовлены из электропроводного материала и постоянно надежно заземлены.

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

10.20. Запрещается проведение работ внутри емкостей, где возможно создание взрывоопасных паро-, газо- и пылевоздушных смесей, в комбинезонах, куртках и другой верхней одежде из

электризующихся материалов. Работы допускается проводить только в спецодежде, установленной для этой цели.

10.21. Резервуары должны быть защищены от прямых ударов молнии, ее вторичных проявлений и заноса высоких потенциалов по проводам.

10.22. Для защиты от прямых ударов молнии заглубленных в землю резервуаров разрешается использовать магниевые протекторы, предназначенные для защиты от коррозии, с выполнением следующих условий: стальной стержень протектора и присоединяемый к нему проводник токоотвода должны иметь диаметр не менее 6 мм, а при высокой агрессивности грунтов - не менее 8 мм и быть оцинкованными; соединение стержня протектора и проводника токоотвода должно быть выполнено сваркой внахлест на длину, равную не менее шести диаметрам проводника; импульсное сопротивление растеканию тока заземлителя должно быть не более 50 Ом.

10.23. Для защиты резервуаров от электромагнитной индукции все подведенные к резервуару трубопроводы, кабели в металлическом корпусе и другие протяженные металлические конструкции, расположенные друг от друга на расстоянии 10 см и менее, должны быть соединены через каждые 25-30 м металлическими перемычками установленного сечения.

10.24. Для предотвращения заноса высоких потенциалов в резервуар по трубопроводам и другим коммуникациям последние необходимо в месте ввода их в резервуар присоединять к одному из заземлителей резервуара.

10.25. Молниеприемники должны быть изготовлены из металла любого профиля длиной не менее 200 мм, площадью сечения не менее 100 мм^2 либо из многопроволочного оцинкованного троса площадью сечения не менее 35 мм^2.

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

I0.26. Приемка средств защиты от статического электричества и молниезащиты должна осуществляться одновременно с приемкой технологического оборудования в соответствии с требованиями СНиП Ш-3-8I "Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов". На каждое заземляющее устройство должен быть заведен паспорт.

I0.27. Во время грозы запрещается приближаться к молниеотводам ближе чем на 4 м, о чем должны быть вывешаны предупредительные таблички с надписями около резервуаров и отдельно стоящих молниеотводов.

I0.28. При эксплуатации молниезащиты должно проводиться систематическое наблюдение за их состоянием; в график планово-предупредительных работ должны входить техническое обслуживание (ревизия), текущие и капитальные ремонты этих устройств.

I0.29. Осмотр и текущий ремонт защитных устройств необходимо проводить одновременно с осмотром и текущим ремонтом технологического оборудования, электрооборудования и электропроводки; измерение электрических сопротивлений заземляющих устройств для защиты от статического электричества должно проводиться два раза в год - летом в период наибольшего просыхания и зимой-в период наибольшего промерзания почвы одновременно с проверкой заземления электрооборудования установок в соответствии с правилами технической эксплуатации и правилами техники безопасности электроустановок потребителей, а также после каждого ремонта оборудования.

10.30. Лицами, проводящими ревизию молниезащиты, составляется акт осмотра и проверки с указанием обнаруженных дефектов и разрабатываются мероприятия по их устранению.

10.31. Быстроизнашивающиеся узлы защитных устройств должны постоянно контролироваться, своевременно подвергаться ремонту и обновляться в установленные сроки.

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

II. ВОДОСНАБЖЕНИЕ

II.I. В системе сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа водоснабжением обеспечиваются дожимные насосные станции с резервуарами, установками предварительного сброса и административно-бытовыми зданиями.

II.2. На ДНС эксплуатируются системы производственно-противопожарного и хозяйственно-питьевого водоснабжения.

Противопожарное водоснабжение

II.3. Система производственно-противопожарного водоснабжения включает в себя сооружения и объекты:

- насосная станция автоматического пожаротушения;
- узлы управления задвижками;
- резервуары для хранения неприкосновенного противопожарного запаса воды;
- резервуары для хранения запаса пенораствора;
- пеногенераторы;

- кольцевая сеть водопровода;
- кольцевая сеть пенопроводов.

II.4. Система противопожарного водоснабжения должна соответствовать требованиям следующих документов: "Инструкция по проектированию установок автоматического пожаротушения" (СН 75-76), "Временные рекомендации по проектированию стационарных систем автоматического тушения пожаров нефтей и нефтепродуктов в резервуарных парках и насосных станциях".

При эксплуатации системы противопожарного водоснабжения и установок пенотушения следует руководствоваться "Указаниями по тушению нефтей и нефтепродуктов в резервуарах", "Типовыми правилами технического содержания установок пожарной автоматики" и "Инструкцией по применению, транспортированию, хранению и проверке качества пенообразователей ПО-I, ПО-IА, ПО-1Д."

II.5. Все агрегаты насосных станций противопожарного водоснабжения, за исключением находящихся в ремонте, должны быть в постоянной эксплуатационной готовности и проверяться не реже одного раза в I0 дней путем пуска на номинальную мощность не менее чем на 30 мин.

II.6. Входы в водонасосные станции, а также люки надземных и подземных водяных резервуаров должны запираться. Ключи от замков должны храниться в установленных местах под ответственностью лиц, назначенных приказом руководителя предприятия.

II.7. В машинном зале водяной насосной должна быть вывешана общая схема водоснабжения предприятия с указанием номеров двигателей, насосов, колодцев, пожарных гидрантов и арматуры, а также инструкция, определяющая порядок пуска пожарных насосов.

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

II.8. Сооружения и устройства системы водоснабжения должны осматриваться в сроки и в порядке, установленном соответствующими положениями и инструкциями, но не реже одного раза в 6 месяцев, с периодической очисткой систем водозабора.

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

II.9. Подготовка системы водоснабжения к эксплуатации в зимний период осуществляется в соответствии с заранее разработанным планом мероприятий.

Хозяйственно-питьевое водоснабжение

II.I0. Система хозяйственно-питьевого водоснабжения включает в себя сооружения и объекты:

- водозабор из артезианских скважин (колодцев);
- бактерицидные установки;
- насосные станции;
- разводящую водопроводную сеть.

II.II. Эксплуатация системы хозяйственно-питьевого водоснабжения осуществляется согласно "Правилам технической эксплуатации систем водоснабжения и водоотведения населенных мест".

Система хозяйственно-питьевого водоснабжения должна находиться под надзором органов Государственной санитарной инспекции.

Водонасосные станции

II.I2. Эксплуатация насосных агрегатов и вспомогательного оборудования водонасосных станций должна производиться по специальным инструкциям, разработанным для данной станции на основе заводских инструкций по эксплуатации насосов и оборудования.

II.I3. При эксплуатации насосных агрегатов необходимо вести журнал эксплуатации согласно местной инструкции, в который на-

лежит заносить сведения о времени пуска и остановки агрегата, перебивке сальников, температуре масла и смене его в подшипниках, работе вспомогательного оборудования и т.д.

II.I4. Резервные насосные агрегаты на станции необходимо опробовать не реже I раза в I0 дней. Работу насосных агрегатов с одинаковой рабочей характеристикой следует постоянно чередовать.

II.I5. В сроки, устанавливаемые главным инженером в зависимости от конструкции и условий работы насоса, но не более чем через 8-I0 тыс.ч его работы, должна производиться полная ревизия (капитальный ремонт) насоса. Перед началом и после капитального ремонта проводится контрольное испытание насоса для установления качества ремонта и характеристик насоса. До проведения испытания контрольно-измерительные приборы следует проверить и установить поправки к их показаниям.

II.I6. Обязанности обслуживающего персонала водонасосной станции определяются должностной инструкцией, утверждаемой главным инженером НГДУ. Дежурный персонал должен работать по графику, утвержденному начальником станции.

II.I7. В случае аварии оборудования насосной станции дежурный персонал должен:

а) принять необходимые меры к восстановлению нарушенного режима работы станции путем включения резервного оборудования;

б) поставить в известность об аварии старшего по смене и диспетчера;

в) в дальнейших своих действиях руководствоваться местной инструкцией по ликвидации аварии.

II.I8. Персонал, обслуживающий сооружения водоснабжения должен проходить предварительный (при поступлении на работу) и периодические медицинские осмотры. Работающим должны быть сделаны

необходимые прививки.

11.19. Обслуживающий персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты, исправным инструментом, приспособлениями и механизмами, а также спецодеждой и спецобувью в соответствии с действующими нормами.

12. КАНАЛИЗАЦИЯ

12.1. На объектах линейной части системы нефтегазосбора, на групповых замерных установках и на дожимных насосных станциях без резервуаров, без установок предварительного сброса воды и административно-бытовых зданий применяется самотечная сеть промдождевой канализации, включающая в себя дождеприемные колодцы, водосточные трубы и емкости для сбора дождевых стоков.

12.2. Технический осмотр канализационной сети проводится, как правило, два раза в год, преимущественно весной (подготовка к паводку) и осенью (подготовка к зиме) бригадой в составе не менее трех человек.

На основании данных технического осмотра должны составляться дефектная ведомость и техническая документация на проведение ремонта канализационных сетей.

12.3. При подготовке к паводку колодцы канализационных сетей, расположенные в затапливаемых районах, следует осмотреть и, в случае необходимости, отремонтировать; двойные крышки люков необходимо герметически закрыть и залить смолой или битумом.

Приемники сточных вод, расположенные ниже предполагаемого уровня паводковых вод, на время паводка должны быть отключены от канализационной сети; задвижки на выпусках должны быть закрыты и опломбированы.

12.4. При подготовке к зиме обслуживающий персонал обязан проверить состояние колодцев с гидравлическими затворами на ка-

канализационной сети; при необходимости выполнить ремонт, очистку от шлама и утеплить.

12.5. Для сохранения расчетной пропускной способности канализационных коммуникаций необходимо осуществлять профилактическую или аварийную прочистку канализационной сети от осевших в ней осадков. Очистку проводят не реже одного раза в год и в плане мероприятий по подготовке к зиме.

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

12.6. В зависимости от степени повреждений канализационной сети и сооружений производится текущий или капитальный ремонт.

12.7. Текущий ремонт включает следующее:

смену люков, верхних и нижних крышек;

вставку скоб в колодцах;

ремонт люков и горловин колодцев;

ремонт и смазку задвижек на напорных трубопроводах и аварийных выходах.

12.8. Капитальный ремонт включает следующее:

полную или частичную переклацку отдельных участков сети в связи с наметившимися разрушениями или просадками труб;

полную или частичную переделку колодцев;

смену входных и выходных труб;

замену задвижек.

12.9. В случае аварийного засорения труб, сопровождающегося прекращением работы канализационной сети, необходимо проводить аварийную прочистку сети с помощью гибких валов, проволоки, сборных штанг, промывки водой.

I2.I0. На дожимных насосных станциях с резервуарами, с установками предварительного сброса воды и административно-бытовыми зданиями применяются системы канализации пластовой воды, производственно-дождевая канализация и бытовая канализация.

I2.II. Система канализации пластовой воды включает в себя сооружения и объекты:

- очистные сооружения пластовой воды (напорные отстойники, резервуары РВС, шламонакопители);
- насосную станцию откачки пластовой воды;
- реагентное хозяйство;
- насосную станцию откачки уловленной нефти;
- трубопроводы пластовой воды;
- трубопроводы уловленной нефти;
- шламопроводы;
- реагентопроводы.

I2.I2. Система производственно-дождевой канализации включает в себя сооружения и объекты:

- самотечную сеть промдождевой канализации;
- насосную станцию для подачи стоков на очистные сооружения;
- очистные сооружения (резервуары-отстойники);
- насосную станцию для откачки очищенных стоков;
- сеть напорной промдождевой канализации.

I2.I3. Система бытовой канализации включает в себя сооружения и объекты:

- самотечную сеть бытовой канализации;
- насосную станцию для подачи стоков на очистные сооружения;
- очистные сооружения полной биологической очистки типа КУ (компактные установки);
- иловые площадки;

- насосную станцию для откачки очищенных стоков;
- напорную сеть бытовой канализации.

12.14. Эксплуатация системы канализации пластовой воды и производственно-дождевой канализации производится в соответствии с требованиями РД 39-30-85-78 "Правила эксплуатации очистных сооружений нефтебаз, наливных пунктов и перекачивающих станций магистральных нефтепроводов" и местных инструкций.

Эксплуатация системы бытовой канализации производится в соответствии с требованиями "Правил технической эксплуатации систем водоснабжения и водоотведения населенных мест".

12.15. Эксплуатация резервуаров-отстойников пластовой воды (типа РВС-2000, РВС-3000, РВС-5000) производится согласно "Инструкции по применению и эксплуатации резервуаров РВС с двухлучевыми устройствами распределения потоков жидкости для очистки нефтепромысловых сточных вод".

При физико-химической совместимости с пластовыми водами допускается совместная очистка в резервуаре РВС и производственно-дождевых стоков в количестве до 15% объема пластовых вод.

Всплывшая в процессе отстаивания в резервуаре РВС нефть непрерывно или периодически отводится в нефтепровод, идущий на установку подготовки нефти. Осевшие мехпримеси периодически (после размывки) отводятся через шламопровод в шламонакопитель или на иловую площадку. Очищенная вода подается на насосную станцию откачки очищенных стоков.

Полный слив жидкости перед зачисткой резервуара, ремонтными работами должен производиться лишь после предварительного слива уловленной нефти. Периодичность зачистки резервуаров-отстойников зависит от их производительности, содержания мехпримесей в исходной воде и составляет 1-2 года. Максимальная толщина слоя накопления выпавшего осадка при этом не должна превышать 0,6 м.

Не допускается сбрасывать шлам от зачистки резервуаров в сеть канализации. Шлам должен отводиться в шламонакопители.

12.16. При эксплуатации шламонакопителей обслуживающий персонал обязан:

следить за работой распределительных лотков, не допуская их засорения в период подачи шлама;

по окончании подачи шлама лотки промывать водой;

собирать выделившуюся нефть и откачивать ее в резервуары;

следить за техническим состоянием ограждающих дамб;

следить за уровнем жидкости в шламонакопителе (уровень жидкости должен быть менее 0,7 м от гребня ограждающих дамб);

производить регулярную смазку и ремонт оборудования (шарнирные трубы, задвижки, лотки и т.д.).

12.17. Эксплуатация насосных агрегатов должна вестись в соответствии с инструкцией по эксплуатации, разработанной для данного насосного агрегата на основе инструкции завода-изготовителя.

12.18. При эксплуатации иловых площадок заполнение осадком отдельных карт должно производиться поочередно. На одних картах подсыхает осадок, другие заполняются, а с третьих осадок удаляется.

Подсушенный осадок должен регулярно вывозиться с площадок в специально отведенные для этого места.

12.19. Персонал, обслуживающий иловые площадки, обязан:

следить за равномерностью разлива осадка по всей карте;

своевременно переключать разводящие лотки;

осматривать и прочищать всю систему лотков, шиберов и труб, а после прекращения поступления осадка промывать их;

следить, чтобы единовременный напуск осадка на площадке для подсушивания производился слоями высотой не более 0,25 - 0,30 м.

подготавливать площадки после уборки подсушенного осадка.

12.20. Для предохранения грунтовых вод от загрязнения дно иловых площадок и шламонакопителей покрывается защитным слоем (глиной, асфальтобетоном или бетонными плитами).

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

Колодцы на территории очистных сооружений должны быть постоянно закрыты и иметь для спуска в них надежно закрепленные стремянки или ходовые скобы.

Открывать и закрывать крышку колодца разрешается только специальным крючком, имеющим кольцевую рукоятку.

Контрольные колодцы на очистных сооружениях должны возвышаться над поверхностью земли не менее чем на 0,25 м.

Все работы в колодцах, в лотках и других заглубленных местах должны проводиться в соответствии с "Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности".

12.22. При эксплуатации систем канализации и очистных сооружений должны соблюдаться требования "Правил охраны поверхностных вод от загрязнений сточными водами", "Правил безопасности в нефтегазодобывающей промышленности" и "Правил пожарной безопасности в нефтяной промышленности".

13. ВЕНТИЛЯЦИЯ

13.1. Производственные помещения на объектах систем сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа должны быть оборудованы вентиляцией, обеспечивающей в зоне пребывания работников состояние воздушной среды, соответствующее требованиям санитарных норм согласно СН 245-71 "Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий", СНиП II-33-75 "Нормы проек-

тирования. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха" и СН 433-79 "Инструкция по строительному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтяной и газовой промышленности".

I3.2. Вентиляция по своему действию подразделяется на естественную (аэрация) и механическую (принудительная).

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

I3.3. Размещение приточных и вытяжных вентиляционных установок в помещениях должно выполняться согласно нормам и правилам, утвержденным Госстроем СССР.

I3.4. Устройство и размещение электрооборудования вентиляционных установок, средств автоматики и КИП, токоведущих частей и заземлений должно удовлетворять требованиям "Правил устройства электроустановок", "Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей" и "Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей".

I3.5. Вентиляторы вытяжных и приточных систем, обслуживающих помещения, в которых возможно выделение газа, должны быть выполнены из материалов, не вызывающих искрообразования.

I3.6. До ввода в эксплуатацию все вентиляционные установки должны быть подвергнуты наладке, предпусковым испытаниям и регулировке; на них должны быть составлены технические паспорта (формуляры).

Перед предпусковыми испытаниями вентиляционных установок надлежит проверить:

правильность установки вентиляционного оборудования, изготовления и монтажа воздуховодов, каналов, вентиляционных камер, шахт и других устройств, соответствие их проекту и требованиям СНиП Ш-28-75 "Правила производства и приемки работ. Санитарно-техническое оборудование зданий и сооружений";

надежность крепления вентиляционного оборудования, воздуховодов и других элементов установки;

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

выполнение предусмотренных проектом мероприятий по борьбе с шумом;

выполнение противопожарных правил, норм и инструкций;

выполнение специальных требований проекта.

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

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

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

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

13.9. Приемка и ввод в эксплуатацию вентиляционных установок производятся в соответствии с СНиП Ш-28-75 "Правила производства и приемки работ. Санитарно-техническое оборудование зданий и сооружений".

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

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

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

Проверка эффективности вентиляционных систем должна проводиться в соответствии с графиком, утвержденным руководством НГДУ, но не реже одного раза в год, а также после капитального ремонта и реконструкции.

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

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

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

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

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

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

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

ним лицам.

I3.I5. Ответственность за исправное состояние, правильное действие и организацию технического обслуживания и ремонта вентиляционных установок возлагается на начальника объекта или его заместителя.

Общее техническое руководство и контроль за эксплуатацией, а также за своевременным и качественным ремонтом вентиляционных установок возлагается на службы главного механика нефтегазодобывающего объединения и НГДУ.

I3.I6. В помещениях дожимных насосных станций объемом более 300 $м^3$ вытяжная вентиляция должна быть естественная из верхней зоны в объеме 20% удаляемого воздуха; приточная вентиляция в холодный период года - механическая, в теплый период - естественная.

В помещениях насосных с объемом до 300 $м^3$ вытяжная вентиляция должна быть естественная из верхней зоны в объеме 20% удаляемого воздуха и механическая из нижней зоны в объеме 80% удаляемого воздуха (периодического действия); приточная вентиляция в холодный период года - естественная с подогревом, в теплый период - естественная.

I3.I7. В камерах с задвижками и другим технологическим оборудованием (колодцы технологических трубопроводов с надземными надстройками), канализационных насосных, нефтезамерных пунктах вытяжная вентиляция должна быть естественная из верхней зоны и механическая из нижней зоны (периодического действия), приточная вентиляция - естественная.

При площади камер до 3 $м^2$ и глубине I,5 м допускается устройство вентиляции через шахты с дефлекторами.

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

13.18. В помещениях объектов систем сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа, в которых имеет место выделение паров нефти, кратность воздухообмена согласно СН 433-79 "Инструкция по строительному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтяной и газовой промышленности", в зависимости от сорта перекачиваемой нефти, должна быть не менее:

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

высокосернистые нефти - 10 обменов в час.

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

13.19. Проверка концентрации паров нефти в производственных помещениях объектов производится: в насосных - от каждого насоса, прочих взрывоопасных и пожароопасных помещениях - из мест возможных источников выделения паров и газов (определяются проектными решениями).

13.20. Во всех помещениях объектов систем сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа, заглубленных на 0,5 м ниже уровня спланированной поверхности земли, следует проектировать механическую вытяжку из нижней зоны не ниже трехкратного воздухообмена в час по объему заглубленной части с установкой вентиляционного агрегата во взрывобезопасном исполнении.

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

13.22. Для дегазации резервуаров, аппаратов, колодцев, траншей и т.п. при проведении в них ремонтных работ применяются переносные вентиляционные установки.

Монтаж и эксплуатация переносной вентиляционной установки должны осуществляться в соответствии с инструкцией, разработанной на предприятии с учетом местных условий, и утвержденной главным инженером предприятия. Вентиляторы и электродвигатели должны быть взрывобезопасного исполнения.

При дегазации резервуаров люки, расположенные на противоположной стороне от мест подачи воздуха, должны быть открыты, а нагнетание воздуха должно производиться по воздуховодам, опущенным до днища резервуара.

В процессе дегазации необходимо периодически контролировать концентрацию нефтяных паров и газов внутри резервуара (аппарата).

13.23. Предельно допустимые концентрации нефтяных паров и газов в воздухе рабочей зоны в соответствии с СН 245-71 и ГОСТ 12.1.005-76 составляют:

нефтяные пары - 300 мг/м^3;

сероводород - 10 мг/м^3;

сероводород в смеси с углеводородами C_1–C_5 - 3 мг/м^3.

14. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

14.1. При эксплуатации систем сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа должны выполняться мероприятия, исключающие загрязнение атмосферы, почвы, водных бассейнов вредными веществами (нефть, нефтепродукты, соленые воды, поверхностно-активные вещества и др.) выше предельно допустимых концентраций и снижающие вероятность их аварийных выбросов.

Порядок организации работ по охране окружающей среды определяется "Типовым положением об отделе охраны окружающей среды и недр производственного объединения Миннефтепрома".

14.2. Разработка мероприятий по охране природы проводится в соответствии с СН 202-76 "Инструкция по разработке проектов и смет для промышленного строительства".

14.3. При проектировании систем сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа следует устанавливать наиболее обоснованные нормативные сроки эксплуатации оборудования в зависимости от агрессивности среды.

14.4. В местах, представляющих особую опасность для загрязнения окружающей среды при аварийном разрушении трубопровода (попадания нефти в реки, водоемы и др.), должны предусматриваться мероприятия по локализации возможных загрязнений (обвалования, дамбы, амбары и др.).

14.5. Ответственность за эффективность предусмотренных в проекте мероприятий по охране природы, рациональному использованию земель и природных ресурсов, в том числе санитарно-защитных мероприятий по борьбе с загрязнением воздушной среды, вод и почвы, несут заказчик проекта, проектная организация и ее должностные лица.

14.6. Эксплуатация систем сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа допускается только после окончания строительства всех, предусмотренных проектом, объектов, обеспечивающих охрану окружающей среды.

Представленные предприятиям Миннефтепрома во временное пользование сельскохозяйственные и лесные угодья должны быть возвращены в состоянии, пригодном для использования по назначению в соответствии с "Положением о порядке передачи, рекультивации земель землепользователям предприятиями, разрабатывающими

месторождения полезных ископаемых и торфа, проводящими геологоразведочные, изыскательские работы, связанные с нарушением почвенного покрова".

14.7. При эксплуатации систем сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа проводится систематический контроль за степенью загрязнения водных акваторий, атмосферы и почвы вредными выбросами.

14.8. Загрязнение водных акваторий нефтью устраняется локализацией и сбором или адсорбированием разлитой нефти. Выжигание нефти допускается как исключение при невозможности сбора нефти другими способами. Дополнительно может проводиться обработка водной поверхности химическими средствами для ускорения биологического разложения нефти.

14.9. При загрязнении земли нефтью проводится сбор разлитой нефти, выжигание ее остатков, сбор и замена плодородной землей сильно загрязненных участков с последующей биологической рекультивацией почвы.

14.10. Нефтесодержащие остатки (ловушечные, амбарные эмульсии и нефтесодержащий шлам) должны утилизироваться и обезвреживаться. Хранение необработанных нефтесодержащих остатков допускается только в специально отведенном месте: стальных или железобетонных резервуарах, а также гидроизолированных амбарах.

ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗОВАННЫХ НОРМАТИВНЫХ И РУКОВОДЯЩИХ ДОКУМЕНТОВ

Автоматизированная групповая установка "Спутник Б-40-I4-500" Руководство по эксплуатации. Октябрьский завод "Нефтеавтоматика", I975.

Блоки технологические газовой и нефтяной промышленности. Общие технические условия. ОСТ 26-02-376-78. - М.:Минхиммаш, I979.

Блочно-комплектные устройства. Технические условия. ОСТ I02-33-8I. - М.: Миннефтегазстрой, I98I.

Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования. ГОСТ I2.I.005-76. - М.: Изд-во стандартов, I976.

Временные нормативы потребности приборов измерения давления для возмещения фонда средств КИП, выбывающих из эксплуатации в связи с физическим износом и создание обменного фонда для проведения ремонтно-поверочных работ на нефтегазодобывающих предприятиях Миннефтепрома. РД 39-5-432-80. - Уфа: ВПО Союзнефтеавтоматика, I980.

Временные правила защиты от проявлений статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности. РД 39-22-II3-89. - М.: Миннефтепром, I979.

Временные правила ремонта магистральных нефтепроуктопроводов. - М.: Недра, I967.

Временные рекомендации по проектированию и эксплуатации узлов учета нефти с турбинными счетчиками. - Уфа: ВПО Союзнефтеавтоматика, I98I.

Временные указания по классификации основных производств отдельных помещений и сооружений нефтяной промышленности по их пожаро- и взрывоопасности. ВСН 8-73. - Куйбышев: Гипровостокнефть, I973.

Генеральные планы промышленных предприятий. Нормы проектирования. СНиП П-89-80. - М.:Стройиздат,I98I.

Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы физических величин. ГОСТ 8.4I7-8I.-М.: Изд-во стандартов,I982.

Государственная система обеспечения единства измерений. Организация и порядок проведения поверки, ревизии и экспертизы средств измерения. ГОСТ 8.002-7I. - М.:Изд-во стандартов,I97I.

ГСИ.Поверка средств измерений, организация и порядок проведения. ГОСТ 8.5I3-84. - М.:Изд-во стандартов,I984.

Давления условные, пробные и рабочие для арматуры и соединительных частей трубопроводов.ГОСТ 356-80. - М.:Изд-во стандартов, I980.

Единая система защиты от коррозии и старения. Подземные сооружения. Общие технические требования. ГОСТ 9.0I5-74. -М.: Изд-во стандартов,I974.

Единая система работ по созданию безопасных условий труда. -М.: Недра, I978.

ЕСКД. Комплектность документов в зависимости от типа и характера производства. ГОСТ 3.II08-74. - М.: Изд-во стандартов,I975.

ЕСКД. Ремонтные документы. ГОСТ 2.602-68. - М.: Изд-во стандартов,I976.

ЕСКД. Эксплуатационные документы. ГОСТ 2.60I-68. - М.: Изд-во стандартов,I976.

Естественное и искусственное освещение. Нормы проектирования. СНиП П-4-79. - М.: Стройиздат, I980.

Знаки информационные внутренних водных путей. Типы, основные параметры, размеры и технические требования. ГОСТ 20339. - М.: Изд-во стандартов,I975.

Инструкция для персонала котельной (*типовая*). /В кн. Сборник

правил и руководящих документов по котлонадзору. - М.:Недра, 1977.

Инструкция для расчета расходных характеристик трубопровода при бескомпрессорном транспорте сырого нефтяного газа. РД 39-32-704-82. - Краснодар: ВНИПИгазпереработка,1982.

Инструкция о составе, порядок разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений. СН 202-81. - М.:Стройиздат, 1982.

Инструкция по борьбе с пирофорными соединениями при эксплуатации и ремонте нефтезаводского оборудования. Утверждена Миннефтехимпромом СССР 18 декабря 1974г. /В кн. Справочник по охране труда и технике безопасности в нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. - М.:Химия, 1976.

Инструкция по заварке коррозионных язв металла труб нефтепровода под давлением. РД 39-30-1119-84. - Уфа: ВНИИСПТнефть,1984.

Инструкция по использованию, хранению, ремонту и учету обменного фонда для информационно-измерительных систем измерения количества нефти. РД 39-5-968-83. -Уфа: ВПО Союзнефтеавтоматика,1984.

Инструкция по катодной защите нефтяных резервуаров от коррозии, вызываемой подтоварной промысловой водой. - Волгоград: ВолгоградНИПИнефть,1983.

Инструкция по катодной защите обсадных колонн нефтяных скважин РД 39-1-562-81. - Бугульма: ТатНИПИнефть,1981.

Инструкция "Покрытие внутренней поверхности шовных и цельнотянутых труб диаметром 100-400 мм и соединение их в трубопроводы" -Куйбышев: ВНИИТнефть,1978.

Инструкция по монтажу компрессоров и насосов. ВСН 394-78/ММСС СССР. - М.:Энергия,1979.

Инструкция по монтажу электрооборудования силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон. ВСН 332-74/ММСС СССР. - М.: Энергия,1976.

Инструкция по наблюдению за осадкой стальных вертикальных цилиндрических резервуаров для хранения нефти. - Уфа:УНИ,1977.

Инструкция по обследованию технического состояния подводных переходов магистральных нефтепроводов. РД 39-30-1060-84. - Уфа: ВНИИСПТнефть,1984.

Инструкция по определению количества нефти на узлах учета с турбинными счетчиками при учетно-расчетных операциях. - М.: Миннефтепром,1981.

Инструкция по подготовке, переподготовке и повышению квалификации рабочих на предприятиях и в организациях Министерства нефтяной промышленности. - М.:Миннефтепром,1972.

Инструкция по применению импортных изоляционных полимерных лент и оберток, ВСН 2-84-77. - М.:Миннефтегазстрой,1977.

Инструкция по применению и эксплуатации резервуаров РВС с двухлучевыми устройствами распределения потоков жидкости для очистки нефтепромысловых сточных вод. РД 39-30-127-78. - Уфа: ВНИИСПТнефть,1979.

Инструкция по применению комбинированного способа защиты внутренней поверхности газопроводов от коррозии. РД 39-3-1019-84. -Уфа:ВНИИСПТнефть,1984.

Инструкция по применению, транспортированию, хранению и проверке качества пенообразователей. ПО-1, ПО-1А, ПО-1Д (ВНИИПО) /В кн. Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности. -Баку: ВНИИТБ,1976.

Инструкция по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений. СН 305-77. - М.: Стройиздат, 1977.

Инструкция по проектированию силового и осветительного оборудования промышленных предприятий. СН 357/77. - М.:Стройиздат, 1977.

Инструкция по проектированию технологических стальных трубопроводов Ру до I0 МПа. СН 527-80. - М.:Стройиздат,I98I.

Инструкция по проектированию установок автоматического пожаротушения. СН 75-76. -М.:Стройиздат, I978.

Инструкция по проектированию электроснабжения промышленных предприятий. СН I74-75. - М.:Стройиздат, I975.

Инструкция по разработке проектов организации строительства и проектов производства работ. СН 47-74. - М.:Стройиздат,I975.

Инструкция по составлению планов ликвидации аварий. - М.: Химия,I97I.

Инструкция по строительному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтяной и газовой промышленности. СН 433-79. -М.:Стройиздат,I980.

Инструкция по технологии соединения футерованных полиэтиленом металлических труб для транспорта сточных вод. РД 39-3-I043-84. -Бугульма: ТатНИПИнефть,I984.

Инструкция по технологии футерования полиэтиленом металлических труб для транспорта сточных вод. РД 39-3-I042-84. - Бугульма: ТатНИПИнефть,I984.

Инструкция по эксплуатации системы размыва и предотвращения накопления парафинистого осадка в нефтяных резервуарах. РД 39-30-587-8I. -Уфа: ВНИИСПТнефть,I984.

Инструкция по эксплуатации стальных понтонов с открытыми отсеками. РД 39-30-I85-79. - Уфа:ВНИИСПТнефть,I979.

Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования.СНиП П-45-75. -М.:Стройиздат,I975.

Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ. СНиП Ш-42-80. - М.:Стройиздат,I980.

Мастика битумно-резиновая изоляционная. ГОСТ I5836-70. - М.: Изд-во стандартов,I970.

Методика. Общие требования к программе обеспечения надежности промышленных изделий. - М.: Изд-во стандартов, I976.

Методика оценки агрессивности нефтепромысловых сред и защитного действия ингибиторов коррозии при транспорте обводненной нефти. РД 39-3-669-8I. -Уфа: ВНИИСПТнефть, I982.

Методика оценки коррозионной агрессивности нефтепромысловых сред и защитного действия ингибиторов коррозии при помощи коррозиметров. РД 39-3-6II-8I. - Уфа:ВНИИСПТнефть, I982.

Методика расчета на прочность и устойчивость ремонтируемого участка нефтепровода диаметром 2I9-I220 мм. - Уфа:ВНИИСПТнефть, I976.

Методические указания по выбору и применению каплеуловителей в сепарационных установках. РД 39-I-638-8I. -Уфа:ВНИИСПТнефть, I982.

Методические указания по исследованию сепарационных установок. РД 39-I-6I-78. - Уфа: ВНИИСПТнефть, I978.

Методические указания по классификации подводных переходов магистральных нефтепроводов при техническом обслуживании и ремонте. РД 39-30-497-80. - Уфа:ВНИИСПТнефть, I98I.

Методические указания по организации, расчету состава, оборудования и помещений поверочных подразделений органов ведомственных метрологических служб. МИ I5-74. - М.:Изд-во стандартов, I974.

Методические указания по разработке мер защиты от коррозии в проектах строительства и реконструкции объектов обустройства нефтяных месторождений. РД 39-3-364-80. - Уфа:ВНИИСПТнефть, I980.

Метрологическое обеспечение. Основные положения. ГОСТ I.25-76. ГСИ. - М.:Изд-во стандартов, I977.

Метрологическое обеспечение разработки, изготовления и эксплуатации нестандартизованных средств измерений. ГОСТ 8.326-78.

- М.:Изд-во стандартов, 1978.

Метрология. Единицы физических величин. СТ СЭВ 1052-78. - М.: Изд-во стандартов,1979.

Надежность в технике. Термины и определения. ГОСТ 27.002-83. - М.: Госстандарт,1983.

Насосы двухвинтовые. ГОСТ 20572-75. - М.:Изд-во стандартов, 1976.

Нефтепровод магистральный. Капитальный ремонт подземных нефтепроводов. Порядок рекультивации земель. ОСТ 39-139-81. -М.: Миннефтепром, 1982.

Нефть и нефтепродукты. Отбор проб.ГОСТ 2517-80. - М.: Изд-во стандартов,1982.

Нормативы трудозатрат и расчет сметной стоимости работ по техническому обслуживанию средств измерения, автоматики и телемеханики в нефтедобыче. РД 39-5-546-81. - Уфа:ВПО Союзнефтеавтоматика, 1982.

Нормативы трудозатрат на обслуживание систем измерения количества нефти. РД 39-5-546-81. Дополнение 1. -Уфа: ВПО Союзнефтеавтоматика,1982.

Нормативы численности инженерно-технических работников и служащих баз производственного обслуживания и специализированных цехов и подразделений нефтедобывающих управлений. - М.:ВНИИОЭНГ, 1972.

Нормы проектирования. Водоснабжение. Наружные сети и сооружения. СНиП 2.04.02-84.-М.:Стройиздат, 1985.

Нормы проектирования. Канализация. Наружные сети и сооружения. СНиП II-32-74. - М.:Стройиздат, 1975.

Нормы проектирования. Котельные установки. СНиП II-35-76. -М.:Стройиздат,1977.

Нормы проектирования. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. СНиП П-35-75. - М.: Стройиздат, I976.

Нормы проектирования. Производственные здания промышленных предприятий. СНиП П-90-8I. - М.: Стройиздат, I982.

Нормы проектирования промысловых стальных трубопроводов. ВСН 2 38-85. - М.: Миннефтепром, I985.

Нормы проектирования. Склады нефти и нефтепродуктов. СНиП П-I06-79. - М.: Стройиздат, I980.

Нормы расхода запасных частей и материалов на техническое обслуживание и нормативы обменного фонда оборудования информационно-измерительных систем учета количества нефти на потоке. РД 39-5-659-8I. - Уфа: ВПО Союзнефтеавтоматика, I982.

Нормы технологического проектирования и технико-экономические показатели объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений. ВСН-3-74. - Киев: УкргипроНИИнефть, I975.

Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений. ВНТП 3-85. - М.: Миннефтепром, I985.

Общие санитарные правила по хранению и применению метанола. Утверждены главным санитарно-эпидемиологическим управлением Министерства здравоохранения СССР 4 ноября I965г., № 549-65.

Общие требования к стандартизации и аттестации методик выполнения измерений. ГОСТ 8.0I0-72. - М.:Изд-во стандартов, I972.

Объекты в комплектно-блочном исполнении. Приемка работ нулевого цикла. ОСТ I02-50-79. -М.:Миннефтегазстрой, I979.

Организация ремонта оборудования. Основные положения. РДС 39-0I-038-80. - М.: Изд-во стандартов, I980.

Основные положения о планово-предупредительном ремонте средств электрохимической защиты магистральных нефтепроводов.

РД 39-30-142-79. - Уфа:ВНИИСПТнефть,1979.

Основные положения о рекультивации земель, нарушенных при разработке месторождений полезных ископаемых и торфа, проведения геологоразведочных, строительных и других работ. /В кн.: Охрана окружающей среды. - Л.: Судостроение,1978.

Основные положения по разработке и внедрению технологии централизованного технического обслуживания и ремонта внутрипромысловых трубопроводов. РД 39-30-873-83. -Уфа: ВНИИСПТнефть,1983.

Основные требования к техническим средствам измерения при организации бригадного учета нефти. - М.:Миннефтепром,1981.

Основы земельного законодательства СССР и союзных республик. /В кн.: Охрана окружающей среды. - Л.: Судостроение,1978.

Особенности охраны окружающей среды нефте- и газодобывающих районов севера Западной Сибири. - М.: ВНИИОЭНГ,1980.

Отраслевая инструкция по безопасности труда при капитальном ремонте магистральных нефтепроводов. ИБТВ 1-036-78. - Баку: ВНИИТБ, 1978.

Отраслевые нормы бесплатной выдачи спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты. - М.:Недра, 1983.

Памятка техники безопасности при эксплуатации реагентного цеха сооружений водоснабжения и водоотведения. - М.: Стройиздат,1979.

Печи трубчатые. Типы, параметры и основные размеры. ОСТ 26-02-76. - М.: Миннефтехимпром,1976.

Плотномеры вибрационные. Методы и средства поверки. РД 50-294-81. - М.: Изд-во стандартов,1982.

Положение об аварийно-восстановительном пункте магистральных нефтепроводов. РД 39-30-398-80. - Уфа: ВНИИСПТнефть,1980.

Положение о базовой организации метрологической службы Миннефтепрома. - Уфа: ВНИИСПТнефть,1980.

Положение об организации работ по охране труда и технике

безопасности в системе Министерства нефтяной промышленности. – М.: Миннефтепром, I976.

Положение о добровольных пожарных дружинах на промышленных предприятиях и других объектах министерств и ведомств. – М.: Химия, I975.

Положение о метрологической службе Министерства нефтяной промышленности. – Уфа: Изд-во ГЖТ, I983.

Положение о планировании и учете работ по техническому обслуживанию систем измерения количества нефти. РД 39-5-788-82. -Уфа: ВПО Союзнефтеавтоматика, I982.

Положение о планово-предупредительном обслуживании и ремонте контрольно-измерительных приборов и средств автоматизации, применяемых на газоперерабатывающих заводах объединения "Союзнефтегазпереработка" РД 39-30-536-8I. – Краснодар: ВНИПИгазпереработка, I98I.

Положение о планово-предупредительном ремонте электрооборудования на предприятиях Главтюменнефтегаза. РД 39-2-80-78. – Тюмень: СибНИИНП, I978.

Положение о порядке проведения ремонтов сливо-наливных эстакад, систем канализации и водоснабжения. РД 39-32-200-79. – Краснодар; ВНИПИгазпереработка, I979.

Положение о системе планово-предупредительного ремонта и рациональной эксплуатации бурового, нефтепромыслового и технологического оборудования в нефтяной промышленности.: -М.: ВНИИОЭНГ, I978.

Положение о техническом обслуживании и ремонте линейной части магистральных нефтепроводов. РД 39-30-499-80. – Уфа: ВНИИСПТнефть, I98I.

Положение о формуляре подводного перехода магистрального нефтепровода. РД 39-30-692-82. – Уфа: ВНИИСПТнефть, I982.

Положения 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. /В кн.: Охрана окружающей среды. - Л.: Судостроение, 1978.

Покрытие Пластобит-2 для защиты наружной поверхности подземных нефтепроводов от коррозии. ТУ 30-01-07-306-77. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1981.

Постановление Совета Министров СССР от 18.10.67г. "О порядке обеспечения предприятий и организаций спецодеждой, спецобувью и предохранительными приспособлениями".

Постановление Совета Министров СССР от 23.01.81г. № 105 "О приемке в эксплуатацию законченных строительством объектов".

Постановление Совета Министров СССР от 4.04.83г. № 273 "Об обеспечении единства измерений в стране".

Постановление Совета Министров СССР от 28.09.83г. № 936"О государственном надзоре за стандартами и средствами измерения в СССР".

Правила безопасности в газовом хозяйстве . - М.:Энергия,1974.

Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности. - М.: Недра, 1975.

Правила безопасности при сборе,подготовке и транспортировании нефти и газа на предприятиях нефтяной промышленности. - М.: Миннефтепром, 1986.

Правила безопасности при эксплуатации установок подготовки нефти на предприятиях нефтяной промышленности.-М.:Миннефтепром,1976.

Правила безопасности при хранении и транспорте сжиженных нефтяных газов. - М.: Миннефтепром, 1955.

Правила защиты от статического электричества в производствах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности. ВСН-10-72. - М.:Химия,1976.

Правила изготовления взрывозащищенного и рудничного электрооборудования. - М.: Энергия,I969.

Правила изготовления, хранения и применения поверительных клейм. РДП 5-79. - М.: Изд-во стандартов,I979.

Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами. РД 50-2I3-80. - М.: Изд-во стандартов,I982.

Правила и инструкция по технической эксплуатации металлических резервуаров и очистных сооружений. - М.:Недра, I977.

Правила испытания линейной части действующих магистральных нефтепроводов. РД 39-30-859-83. - Уфа:ВНИИСПТнефть,I983.

Правила обслуживания систем измерения количества нефти. РД 39-5-700-82. - М.:ВНИИОЭНГ,I982.

Правила охраны поверхностных вод от загрязнения сточными водами. /В кн. Охрана окружающей среды. - Л.:Судостроение,I978.

Правила плавания по внутренним судоходным путям РСФСР. - М.: Транспорт,I975.

Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности. -Баку: ВНИИТБ, I976.

Правила пожарной безопасности при проведении сварочных и других огневых работ на объектах народного хозяйства. Утверждены ГУПО МВД СССР 29.I2.72г. /В кн. Сборник правил пожарной безопасности. Часть I. - М.: Стройиздат, I98I.

Правила пожарной безопасности при эксплуатации предприятий Главнефтеснаба РСФСР. - М.:Недра, I973.

Правила пользования электрической и тепловой энергией. - М.: Энергия, I977.

Правила приемки в эксплуатацию законченных строительством, реконструкцией и техническим перевооружением объектов нефтяной промышленности. ВСН 39.I.04-85. -Куйбышев: Гипровостокнефть,I985.

Правила производства и приемки работ. Защита строительных коммуникаций и сооружений от коррозии. СНиП Ш-23-76. - М.: Стройиздат, 1977.

Правила производства и приемки работ. Земляные сооружения. СНиП Ш-8-76. - М.:Стройиздат, 1976.

Правила производства и приемки работ. Металлические конструкции. СНиП Ш-I8-75. - М.: Стройиздат, I976.

Правила производства и приемки работ. Санитарно-техническое оборудование зданий и сооружений. СНиП Ш-28-75. - М.: Стройиздат, I976.

Правила производства и приемки работ. Электротехнические устройства. СНиП Ш-33-76. - М.: Стройиздат, I977.

Правила регистрации Госстандартом СССР предприятий и организаций, изготовляющих, ремонтирующих и поверяющих средства измерений, и выдачи им разрешений на право ремонта и поверки средств измерений. РДП 89-77. - М.: Изд-во стандартов,1977.

Правила техники безопасности при эксплуатации систем водоснабжения и отведения населенных мест. - М.: Стройиздат, I979.

Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. - Днепропетровск: Проминь,1977.

Правила технической эксплуатации железобетонных резервуаров для нефти. - Уфа: ВНИИСПТнефть,1976.

Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов. -Л.: Недра, I973.

Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов. РД 39-30-II4-78. ВНИИСПТнефть. - М.:Недра, I979.

Правила технической эксплуатации металлических резервуаров и инструкции по их ремонту. - М.: Недра, I97I.

Правила технической эксплуатации нефтебаз. -М.:Недра, I976.

Правила технической эксплуатации систем водоснабжения и водоотведения населенных мест. - М.: Стройиздат, 1979.

Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. - М.: Энергия, 1968.

Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. - Днепропетровск: Промінь, 1977.

Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов. - М.: Недра, 1975.

Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. / В кн.: Сборник правил и руководящих материалов по котлонадзору. - М.: Недра, 1977.

Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов для горючих, токсичных и сжиженных газов. ПУТ-69. Госгортехнадзор СССР. - М.: 1969.

Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды. - М.: Недра, 1973.

Правила устройства электроустановок.-М.: Энергоатомиздат, 1985.

Правила эксплуатации металлических резервуаров для нефти и нефтепродуктов и руководство по их ремонту. Утверждены Главнефтеснабом РСФСР 20 ноября 1975г. /В кн.: Правила и инструкции по технической эксплуатации металлических резервуаров и очистных сооружений. - М.:Недра, 1977.

Правила эксплуатации очистных сооружений нефтебаз, наливных пунктов и перекачивающих станций магистральных нефтепроводов. РД 39-30-85-78. ВНИИСПТнефть. - Куйбышев, 1978.

Правила эксплуатации резервуаров с плавающей крышей. РД 39-30-816-82. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1983.

Преобразователи расходные турбинные. Методы и средства поверки. МИ 306-83. - Казань: КФ ВНИИФТРИ, 1983.

Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения. СНиП III-3-81. - М.: Стройиздат, 1982.

Приказ Миннефтепрома от I8 февраля I98Iг. №I24 "О приемке в эксплуатацию законченных строительством объектов -М.:Миннефтепром,I98I.

Проектирование и применение средств антикоррозионной защиты нефтегазопроводов и систем нефтегазосбора. РД 39-30-I259-85 - М.: Миннефтепром,I985.

Программа метрологического обеспечения предприятий Министерства нефтяной промышленности. Утв. Постановлением Госстандарта от I8.0I.79г. № 99 - Уфа: ВПО Союзнефтеавтоматика,I979.

Противопожарные нормы проектирования зданий и сооружений. СНиП П-2-80 . - М.:Стройиздат, I984.

Противопожарные технические условия строительного проектирования предприятий нефтегазодобывающей промышленности. ПТУ СП 0I-63. - М.: I963.

Разработка и постановка на производство изделий в системе Миннефтепрома. Основные положения. ОСТ 39-004-8I. - М.: Миннефтепром, I982.

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические вместимостью I00-50000 $м^3$. Методы и средства поверки. ГОСТ 8.380-80. - М.: Изд-во стандартов, I980.

Руководство по выбору и применению насосов нефтяных центробежных в системах сбора, подготовки и транспорта продукции нефтяных скважин. РДС 39-0I-040-8I. - Уфа: ВНИИСПТнефть,I98I.

Руководство по контролю качества очистки поверхности трубопроводов перед нанесением изоляционных покрытий. Р 260-77. - М.: ВНИИСТ,I977.

Руководство по нанесению и применению полимерных материалов для внутренней изоляции нефтепромысловых трубопроводов в полевых условиях. РД 39-3-375-80. -Уфа: ВНИИСПТнефть,I980.

Руководство по проектированию сепарационных узлов нефтяных месторождений и конструированию газонефтяных сепараторов. - Уфа:

ВНИИСПТнефть,1976.

Руководство по расчету, монтажу и эксплуатации систем протекторной защиты нефтяных резервуаров. РД 39-3-563-81. - Волгоград: ВолгоградНИПИнефть,1983.

Руководство по расчету на прочность участка подземного трубопровода диаметром 1020 и 1220 мм при ремонте без подъема. РД 39-30-451-80. - Уфа: ВНИИСПТнефть,1980.

Руководящие указания по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке технологических трубопроводов с давлением до 100 кГ/см^2. РУ-75. - М.: Недра, 1980.

Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. СН 245-71. - М.:Стройиздат, 1972.

Сборник правил и руководящих материалов по котлонадзору. - М.: Недра, 1977.

Система автоматизации. Правила производства и приемки работ. СНиП Ш-34-74. - М.: Стройиздат, 1976.

Система стандартов безопасности труда в нефтяной промышленности. Пожарная безопасность объектов нефтяной промышленности. Общие требования. ОСТ 39-107-80. - М.: Миннефтепром,1980.

Система технического обслуживания и планового ремонта бурового и нефтепромыслового оборудования в нефтяной промышленности. - М.: ВНИИОЭНГ,1982.

Система технического обслуживания и ремонта приборов, средств автоматики и телемеханики магистральных нефтепроводов. РД 39-30-437-80. - Уфа: ВНИИСПТнефть,1980.

Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения. ГОСТ 18322-78. - М.: Изд-во стандартов,1978.

Справочник по эксплуатации систем водоснабжения, канализации и газоснабжения. - Л.: Стройиздат, 1976

ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования. ГОСТ 12.1.010-76. - М.:. Изд-во стандартов,1978.

ССБТ. Организация обучения работающих безопасности труда. Общие положения. ГОСТ 12.0.004-79. - М.: Изд-во стандартов,1980.

ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. ГОСТ 12.1.004-85. -М.: Изд-во стандартов,1985.

ССБТ. Процессы производственные. Общие требования безопасности. ГОСТ 12.3,002-75. - М.: Изд-во стандартов,1977.

ССБТ. Смеси взрывоопасные. Классификация. ГОСТ 12.1.011-78. - М.: Изд-во стандартов,1979.

ССБТ. Электрооборудование взрывозащищенное. Термины и определения. Классификация. Маркировка. ГОСТ 12.2.020-76. - М.: Изд-во стандартов,1979.

Табели оснащенности бригад, выполняющих основные виды наладочных работ и технического обслуживания средств КИП, А и Т на объектах нефтяной промышленности. - Уфа: ВПО Союзнефтеавтоматика, 1982.

Табель технического оснащения аварийно-восстановительных пунктов для систем сбора, подготовки и транспорта нефти, газа и воды Самотлорского месторождения. РД 39-1-389-80. - Уфа: ВНИИСПТнефть,1980.

Табель технического оснащения аварийно-восстановительных пунктов магистральных нефтепроводов. РД 39-30-10-77. - Уфа: ВНИИСПТнефть,1977.

Табель технического оснащения ремонтно-строительной колонны для магистральных нефтепроводов. РД 39-30-1222-84. - Уфа:ВНИИСПТнефть,1985.

Табель технического оснащения специализированной бригады по испытанию действующих нефтепроводов. РД 39-30-374-80. - Уфа: ВНИИСПТнефть,1980.

Технические условия на электропроводки в стальных трубах во взрывоопасных установках. МСН-2-63. ГМСС СССР - М.:Энергия,1965.

Технологические стальные трубопроводы с условным давлением до 100 кГ/см^2 включительно. Нормы проектирования. СНиП П-37-76. - М.: Стройиздат, 1976.

Технологическое оборудование и технологические трубопроводы. СНиП 3.05.05-84. - М.: Стройиздат, 1984.

Технология применения ингибиторов от локальной коррозии низконапорных водоводов систем ППД. РД 39-23-1082-84. - Уфа:ВНИИСПТнефть, 1984.

Типовая инструкция о порядке ведения сварочных и других огневых работ на взрывоопасных, взрыво-пожароопасных и пожароопасных объектах нефтяной промышленности. /В кн. Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности. - Баку: ВНИИТБ,1976.

Типовая инструкция по эксплуатации газоуравнительных систем резервуарных парков магистральных нефтепроводов. - Уфа: ВНИИСПТнефть,1977.

Типовое положение об отделе охраны окружающей среды и недр производственного объединения Миннефтепрома. РД 39-30-590-81. -Уфа: ВНИИСПТнефть,1981.

Типовое положение о подготовке и повышении квалификации рабочих непосредственно на производстве. - М.: Высшая школа,1975.

Типовые нормативы численности рабочих и нормы обслуживания оборудования нефтегазодобывающих управлений. - М.: ВНИИОЭНГ,1975.

Типовые положения и должностные инструкции руководителям структурных подразделений (НГДУ) - М.: ВНИИОЭНГ,1972.

Типовые положения о ведомственных метрологических службах. РДТП 54-75 - РДТП 57-75. - М.:Изд-во стандартов,1976.

Типовые положения о подразделениях надежности в организациях и на предприятиях промышленности. РДТП 47-75. - М.: Госстандарт. 1976г.

Типовые правила пожарной безопасности для промышленных предприятий. - М.: ГУПО МВД,I980.

Типовые правила технического содержания установок пожарной автоматики.- М.: Россельхозиздат, I979.

Требования к установке стационарных газоанализаторов и сигнализаторов в производственных помещениях предприятий нефтяной промышленности. РД 39-2-434-80. - Баку: ВНИИТБ, I980.

Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки. ГОСТ I4202-69.- М.: Изд-во стандартов,I969.

Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. ГОСТ 25812-83. - М.: Изд-во стандартов,I983.

Узлы автоматизации технологических процессов нефтедобычи, Альбом I. Типовые проектные решения. Руководящие и справочные материалы по проектированию автоматизации технологических процессов нефтедобычи и учета нефти (узлы учета нефти бригадные и коммерческие, трубопоршневые установки). - Куйбышев: Гипровостокнефть, I983.

Указания по применению насосов типа ЦНС МС в системах промыслового сбора, подготовки и транспорта нефти. - Уфа: ВНИИСПТнефть, I984.

Указания по определению года капитального ремонта битумной изоляции на участках трубопроводов, имеющих катодную защиту. Утверждены Мингазпромом 02.04.68г. - М.: ВНИИСТ,I968.

Указания по тушению нефтей и нефтепродуктов в резервуарах. - М.: Химия, I975.

Устав внутреннего водного транспорта СССР. - М.: Транспорт, I975.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	4
I.I. Организация технической эксплуатации объектов системы сбора нефти и газа	4
I.2. Охрана труда и техника безопасности	I8
I.3. Пожарная безопасность	20
2. ПРОМЫСЛОВЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ	25
2.I. Трасса трубопроводов	25
2.2. Трубопроводы системы сбора нефти	29
2.3. Трубопроводы системы сбора нефтяного газа	32
2.4. Техническое обслуживание и ремонт промысловых трубопроводов	38
3. ПУТЕВЫЕ, УСТЬЕВЫЕ ПОДОГРЕВАТЕЛИ	57
4. ГРУППОВЫЕ ЗАМЕРНЫЕ УСТАНОВКИ	6I
5. ДОЖИМНЫЕ НАСОСНЫЕ СТАНЦИИ	65
5.I. Территория	65
5.2. Насосные агрегаты и блоки	67
5.3. Сепарационные установки	74
5.4. Резервуары	79
5.5. Технологические трубопроводы	95
5.6. Техническое обслуживание и ремонт оборудования ДНС	I02
6. УЗЛЫ БРИГАДНОГО ОПЕРАТИВНОГО УЧЕТА	I07
7. КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И АВТОМАТИКА	III
8. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ	II8
9. ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ	I2I
9.I. Общие положения	I2I
9.2. Защита трубопроводов системы сбора нефти	I23

9.3. Защита трубопроводов системы сбора нефтяного газа 126
9.4. Электрохимическая защита объектов от коррозии 127
10. ЗАЩИТА ОТ СТАТИЧЕСКОГО ЭЛЕКТРИЧЕСТВА И МОЛНИЕЗАЩИТА 133
11. ВОДОСНАБЖЕНИЕ 139
12. КАНАЛИЗАЦИЯ 143
13. ВЕНТИЛЯЦИЯ 148
14. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ 154
ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗОВАННЫХ НОРМАТИВНЫХ И РУКОВОДЯЩИХ ДОКУМЕНТОВ 157

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

ПРАВИЛА ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМ СБОРА И ВНУТРИПРОМЫСЛОВОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА

РД 39-0147103-344-86

Издание ВНИИСПТнефти

450055, г.Уфа, пр.Октября, 144/3

Подписано к печати 21.08.86 г. П01585
Формат 90х60/16. Уч.-изд.л. 8,9. Тираж 250 экз.
Заказ
Роталринт ВНИИСПТнефти

gost.e-ecolog.ru