

**Система нормативных документов в газовой промышленности
Ведомственный руководящий документ**

**ПРАВИЛА
ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ**

ВРД 39-1.10-006-2000

Дата введения 2000-03-01

УДК 622.691.4.004 (083.74)

ПРЕДИСЛОВИЕ

РАЗРАБОТАН: Обществом с ограниченной ответственностью "Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - ВНИИгаз"

СОГЛАСОВАН: Управлением по надзору в нефтяной и газовой промышленности Госгортехнадзора России от 11.05.99 г., Управлением науки, новой техники и экологии ОАО "Газпром", Управлением по транспортировке газа и газового конденсата ОАО "Газпром", Управлением по подземному хранению газов и жидких углеводородов ОАО "Газпром", Управлением газового надзора ОАО "Газпром" от 15.05.98г.

ВНЕСЕН: Управлением науки, новой техники и экологии ОАО "Газпром"

УТВЕРЖДЕН: Председателем Правления ОАО "Газпром" Р.И. Вяхириным 9.12.1999г.

ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ: Приказом ОАО «Газпром» от 15.02.2000г. №22 с 1.03.2000г. сроком на 5 лет.

ВВОДИТСЯ ВЗАМЕН: Правил технической эксплуатации магистральных газопроводов издания 1989г.

ИЗДАН: Обществом с ограниченной ответственностью "Информационно-рекламный центр газовой промышленности"

ВВЕДЕНИЕ

Новые "Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов" (ПТЭ МГ) разработаны специалистами ВНИИгаза при участии Упртрансгаза, ЦПДУ, Газнадзора ОАО "Газпром", ДАО "Газавтоматика", ДАО "Оргэнергогаз" с учетом передового опыта эксплуатации магистральных газопроводов, накопленного газотранспортными предприятиями отрасли: ООО "Мострансгаз", "Севергазпром", "Сургутгазпром", "Пермтрансгаз", "Югтрансгаз", "Тюментрансгаз", "Уралтрансгаз", "Самаратрансгаз", "Оренбурггазпром", "Лентрансгаз", "Волготрансгаз", "Волгоградтрансгаз" и др.

Согласно распоряжению Упртрансгаза № 04-3/305 от 18.04.97, новые ПТЭ МГ рассмотрены этими ведущими газотранспортными предприятиями отрасли, а также в Газнадзоре ОАО "Газпром". Предложения и замечания их были учтены при окончательной редакции новых ПТЭ МГ.

В составе авторского коллектива специалисты газовой промышленности: к.т.н. Седых А.Д., Дедешко В.И., Салюков В.В., Забродин Ю.В., Чистяков А.И., Парфенов А.И., Балавин М.А., Лаврушин А.К., Савенко Н.И., - ОАО "Газпром"; Дадонов Ю.А., Мокроусов С.Н. - Госгортехнадзор России; д.т.н. Галиуллин З.Т., к.т.н. Леонтьев Е.В., д.т.н. Тухбатуллин Ф.Г., д.т.н. Одишария Г.Э., к.т.н. Девичев В.В., Зотов В.С., к.т.н. Щуровский В.А., к.т.н. Карасевич А.М., к.т.н. Солдаткин Г.И., к.т.н. Исмаилов И.А., к.т.н. Подкопаев А.П., к.т.н. Петров Н.А., к.т.н. Стурейко О.П., Немков В.В., к.т.н. Акопова Г.С., Скирка Г.Л., д.т.н. Засецкий В.Г., к.т.н. Изотов И.И., д.т.н. Комягин А.Ф., д.т.н. Трегубов И.А., к.т.н. Овчаров В.П. - ВНИИгаз; д.т.н. Зарицкий С.П., Трофимов П.П., Муханов Н.А., к.т.н. Спиридонов В.В., Егоров И.Ф., Чернышев

В.И. - ДАО "Оргэнергогаз"; к.т.н. Берман Р.Я., Дятлов В.В., Сергеев А.В., Морозов Ю.А. - ДАО "Газавтоматика"; Эристов В.И., Евсегнеев В.А. - ДАО "Газнадзор"; Ушин Н.В. - ООО "Мострансгаз", Бакшин А.В. - ООО "Сургуттрансгаз".

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Общие требования

1.1.1. Настоящие Правила устанавливают технические нормы и требования к эксплуатации основных объектов, сооружений и оборудования магистральных газопроводов (МГ), к организации работы персонала и технической документации при транспортировке газа и хранении его в подземных хранилищах, единый порядок эксплуатации и ремонта оборудования и сооружений.

1.1.2. Настоящие Правила распространяются на магистральные газопроводы, входящие в состав ОАО "Газпром", и являются обязательными для всех предприятий, организаций и должностных лиц, проектирующих, строящих, эксплуатирующих или проводящих любые другие работы на объектах МГ, независимо от их ведомственной принадлежности и форм собственности.

1.1.3. В состав магистральных газопроводов входят следующие сооружения:

- линейная часть (ЛЧ) с отводами и лупингами, запорной арматурой, переходами через естественные и искусственные препятствия, узлами пуска и приема очистных устройств и дефектоскопов, узлами сбора и хранения конденсата, устройствами для ввода метанола в газопровод, перемычки;
- компрессорные станции (КС) и узлы их подключения, газораспределительные станции (ГРС), подземные хранилища газа (ПХГ), станции охлаждения газа (СОГ), узлы редуцирования газа (УРГ), газоизмерительные станции (ГИС);
- установки электрохимической защиты (ЭХЗ) газопроводов от коррозии; линии электропередачи, предназначенные для обслуживания газопроводов, устройства электроснабжения и дистанционного управления запорной арматурой и установками ЭХЗ;
- линии и сооружения технологической связи, средства телемеханики, противопожарные средства, противоэрозионные и защитные сооружения, емкости для сбора, хранения и разгазирования газового конденсата;
- здания и сооружения;
- постоянные дороги и вертолетные площадки, расположенные вдоль трассы газопроводов, и подъезды к ним, опознавательные и сигнальные знаки местонахождения газопроводов.

1.1.4. Требования настоящих Правил распространяются на объекты, оборудование и сооружения магистральных газопроводов с момента подписания акта Приемочной комиссией о вводе их в эксплуатацию после строительства.

1.1.5. Правила не распространяются на газопроводы, прокладываемые по территориям городов и других населенных пунктов, в морских акваториях, на газовых промыслах, а также на газопроводы, предназначенные для транспортировки газа, оказывающего коррозионное воздействие на металл труб или охлажденного до температуры ниже -40°C . Эксплуатация указанных газопроводов должна осуществляться по специально разработанной проектным или научно-исследовательским институтом инструкции, которая согласовывается с заинтересованными организациями, в том числе с органами Госгортехнадзора России, и утверждается в установленном порядке.

1.1.6. Требования к эксплуатации объектов МГ должны регламентироваться технологическими регламентами, инструкциями и технологическими схемами, разрабатываемыми газотранспортными предприятиями с учетом местных условий и на основании государственных и отраслевых нормативно-технических документов и настоящих Правил. Номенклатуру, порядок разработки и утверждение инструкций и технологических регламентов устанавливает Предприятие.

1.1.7. В каждом Предприятии для производственных подразделений (цехов, служб, участков), а также обособленных Предприятий (филиалов) должны быть составлены перечни инструкций, утвержденные руководителем Предприятия. Перечни должны пересматриваться не реже одного раза в три года.

На рабочих местах объектов МГ должны быть следующие инструкции:

- по эксплуатации оборудования;
- должностные, для обслуживающего персонала;
- по охране труда;

- по пожарной безопасности;
- по действию персонала в аварийных ситуациях;
- по охране окружающей среды;
- по ликвидации возможных аварий.

Эксплуатационные инструкции составляются согласно требованиям настоящих Правил на основе заводских и проектных данных, типовых инструкций и других нормативно-технических документов (НТД), опыта эксплуатации и результатов испытаний, а также с учетом местных условий, утверждаются руководителями соответствующего подразделения и главным инженером.

В должностных инструкциях должны быть указаны:

- квалификационные требования к данной должности, профессии: перечень инструкций, НТД, схем, знание которых обязательно для данного работника;
- права, обязанности и ответственность;
- взаимоотношения с вышестоящим, подчиненным и другим связанным по работе персоналом.

Инструкции по охране труда разрабатываются в соответствии с требованиями Положения о порядке разработки и утверждения правил и инструкций по охране труда, утвержденного Постановлением Минтруда Российской Федерации № 129 от 01.07.93.

Инструкции по пожарной безопасности разрабатываются в соответствии с требованиями Правил пожарной безопасности в Российской Федерации.

Инструкции по действию персонала в аварийных ситуациях разрабатываются в соответствии с требованиями Госгортехнадзора России и пересматриваются один раз в год.

На каждом рабочем месте у соответствующего персонала должен находиться комплект необходимых инструкций по утвержденному перечню. Полный комплект инструкций должен храниться у руководителя подразделения (цеха, службы, участка).

Инструкции пересматриваются не реже одного раза в три года. В случае изменения условий эксплуатации необходимые коррективы вносятся в инструкции с уведомлением работников и с записью в журнале.

1.1.8. Эксплуатационный персонал газотранспортного Предприятия обязан незамедлительно уведомлять территориальные органы Госгортехнадзора России об аварии или аварийной утечке согласно требованиям РД 08-204-98 "Порядок уведомления и представления территориальным органам Госгортехнадзора информации об авариях, аварийных утечках и опасных условиях эксплуатации объектов магистрального трубопроводного транспорта газов и опасных жидкостей". См. Приложения 20, 21 настоящих Правил.

1.2. Техническая подготовка персонала

1.2.1. Объекты магистральных газопроводов должны эксплуатироваться специально подготовленным персоналом.

Эксплуатационный персонал должен иметь квалификацию, соответствующую утвержденным должностным инструкциям и инструкциям по профессиям.

1.2.2. На Предприятии, эксплуатирующем магистральные газопроводы, должны действовать системы аттестации по проверке и оценке уровня профессиональной и теоретической подготовки персонала и готовности его к эксплуатации машин и оборудования, контролю знаний в процессе обучения работников.

1.2.3. Систематическую работу по обучению и повышению квалификации подчиненного персонала должен организовывать и контролировать главный инженер (заместитель начальника) Предприятия и его подразделений.

1.2.4. Для эксплуатационного персонала устанавливаются следующие формы производственного обучения и повышения квалификации:

- курсовое обучение;
- техническая и экономическая учеба;
- вводный, первичный и периодический инструктажи;
- противопожарные, противопожарные тренировки;
- экологическая подготовка.

1.2.5. Повышение квалификации руководителей и специалистов предприятий должно осуществляться в учебных заведениях отрасли по программам в соответствии с направлением деятельности.

1.2.6. Профессионально-техническое обучение вновь принятых, не имеющих профессий

рабочих, повышение разряда и обучение вторым профессиям должны осуществляться в имеющих соответствующую лицензию учебно-курсовых комбинатах, учебных центрах и пунктах, ПТУ и непосредственно на Предприятии в объеме требований квалификационной характеристики. Конкретная специализация должна осуществляться по заявке Предприятия, по учебным планам, разрабатываемым самим Предприятием совместно с образовательными учреждениями. Методическая и практическая помощь в разработке планов оказывается Центральным учебно-методическим кабинетом ОАО "Газпром".

1.2.7. Программа обучения для рабочих, выполняющих работы с повышенной опасностью, должна быть согласована с соответствующими органами Госгортехнадзора России.

1.2.8. Обучение, аттестация и периодичность проверок знаний персонала, эксплуатирующего объекты магистральных газопроводов, на которые распространяются Правила Госгортехнадзора России и Госэнергонадзора России, должны проводиться в установленном порядке.

1.2.9. Перед допуском к самостоятельной работе, после вводного инструктажа, целевого обучения по противоаварийным ситуациям, инструктажа на рабочем месте, проводится проверка знаний рабочих на право допуска к самостоятельной работе по ПТЭ и ПТБ.

1.2.10. Периодическую проверку знаний по ПТЭ и ПТБ работники, эксплуатирующие магистральный газопровод, проходят в соответствии с календарным графиком для каждого объекта, но не реже, чем один раз в год.

1.2.11. Проверка знаний правил, нормативов, инструкций по безопасности у руководящих работников и специалистов (должностных лиц) проводится периодически в сроки, установленные Правилами безопасности, но не реже, чем один раз в три года, а для вновь поступивших на работу - не позднее одного месяца после назначения на должность. Необходимость участия в работе комиссии представителя Госгортехнадзора России, Газнадзора ОАО "Газпром", Госэнергонадзора России и других специальных надзорных органов решается их региональными органами на основании требований соответствующих Правил.

1.2.12. Внеочередная проверка знаний персонала проводится:

- при изменении технологического процесса, внедрении новых видов оборудования и механизмов, а также введении в действие новых правил и инструкций по технике безопасности и производственной санитарии;
- в случае нарушения работающими должностных инструкций, а также правил и инструкций по охране труда;
- по распоряжению органов надзора, в случаях обнаружения недостаточных знаний работающими инструкций по охране труда и должностных инструкций. Объем и сроки внеочередной проверки знаний устанавливаются в каждом конкретном случае руководством линейно-производственного управления магистральными газопроводами (ЛПУМГ);
- при вводе новых или переработанных Правил.

1.2.13. Для отработки навыков по организации и проведению аварийных работ не реже, чем два раза в год, на всех эксплуатируемых объектах магистральных газопроводов должны проводиться противоаварийные и противопожарные тренировки. Тематику и программы проведения тренировок разрабатывают главные инженеры (заместители начальника) подразделений. Ответственными за организацию и проведение тренировок являются начальники цехов, служб и участков по принадлежности объектов.

1.2.14. Один раз в год на линейной части газопроводов, КС, ПХГ должна проводиться комплексная противоаварийная тренировка с участием всех служб, участков и цехов под руководством начальника подразделения. Ликвидация аварии может учитываться как проведение комплексной противоаварийной тренировки.

1.2.15. По завершении противоаварийных тренировок и после ликвидации аварийных ситуаций в различных службах и участках руководители должны подводить итоги этих работ с оценкой действий каждого участника.

1.2.16. Персонал, осуществляющий эксплуатацию, наладку и ремонт электротехнического оборудования, должен проходить обучение, переподготовку в соответствии с требованиями:

"Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей";

"Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок";

"Правил пользования электрической энергией";

"Правил устройства электроустановок";

должностными и производственными инструкциями;

инструкциями по охране труда;

других правил, нормативных и эксплуатационных документов, действующих на объектах магистральных газопроводов.

1.2.17. Обучение и проверка знаний специалистов осуществляются в соответствии с "Положением о порядке обучения и проверки знаний по охране труда руководителей и специалистов", согласованным с соответствующими органами надзора и утвержденным в ОАО "Газпром".

После окончания обучения эксплуатационный персонал должен пройти проверку знаний на право допуска к самостоятельной работе.

Допуск к самостоятельной работе оформляется специальным приказом.

Лица, не сдавшие экзамены, к работам на КС, ЛЧ, ГРС, ПХГ и на других объектах магистрального газопровода не допускаются.

1.3. Обязанности, права и ответственность за нарушение Правил, надзор за выполнением Правил

1.3.1. Знание и выполнение настоящих Правил является обязательным для всего эксплуатационного персонала магистральных газопроводов, а также для работников других организаций, выполняющих работы на объектах магистральных газопроводов.

1.3.2. Эксплуатация магистральных газопроводов осуществляется предприятиями, входящими в ОАО "Газпром", которое устанавливает границы между ними.

Руководство подразделений определяет границы обслуживания объектов, сооружений и оборудования или их функциональных элементов между службами, цехами, участками.

Руководители служб, цехов и участков закрепляют ответственность за эксплуатацию оборудования, его техническое состояние за конкретными работниками, что оформляется приказом (распоряжением) по подразделению.

1.3.3. Основными задачами работников по эксплуатации магистральных газопроводов являются:

обеспечение транспорта планируемых объемов газа промышленным и бытовым потребителям России на договорной основе, странам СНГ и на экспорт по межгосударственным соглашениям;

обеспечение эффективной работы газопроводов, оптимизации режимов работы оборудования, повышения надежности его функционирования, рационального расходования топливно-энергетических ресурсов и материалов, сокращения потерь газа при транспортировке, наиболее полного использования вторичных энергоресурсов компрессорных станций для собственных нужд и для сторонних организаций;

поддержание надлежащего технического уровня, своевременное устранение выявленных в процессе эксплуатации дефектов и отказов;

внедрение новых, более экономичных технологий, современного, высокоэффективного оборудования, научной организации труда;

сокращение времени на локализацию и ликвидацию аварийных ситуаций путем улучшения оснащения ремонтных подразделений и аварийных бригад специальными машинами, механизмами и оборудованием;

обеспечение нормативов выбросов, сбросов вредных веществ в окружающую среду, а также сбора производственных отходов;

внедрение новых средств и методов предупреждения аварий, пожаров;

обеспечение безопасности эксплуатации.

1.3.4. Администрация Предприятия обязана правильно организовать труд рабочих и служащих, создавать условия для роста производительности труда, обеспечивать условия безопасного выполнения работ, трудовую и производственную дисциплину, неуклонно соблюдать Законодательство о труде и охране труда. Правила охраны труда и другие обязанности согласно Типовым правилам внутреннего трудового распорядка.

1.3.5. Каждый работник должен выполнять круг обязанностей (работ) по своей специальности, квалификации или должности, который определен Единым тарифно-квалификационным справочником работ и профессий рабочих. Квалификационным справочником должностей служащих, Единой системой управления охраны труда газотранспортных предприятий (ЕСУ ОТ ГП), ПБЭ МГ и настоящими Правилами, а также правилами, должностными инструкциями и положениями, утвержденными в установленном порядке.

1.3.6. Персонал обязан не допускать на территорию объектов магистральных газопроводов посторонних лиц, транспорт, не разрешать складирование легковоспламеняющихся веществ и материальных ценностей, не допускать производство газоопасных и огневых работ на объектах

без их оформлений в установленном порядке.

1.3.7. Каждый работник газотранспортной системы обязан немедленно принимать все возможные меры по предотвращению отказов и других событий (происшествий) на объектах магистральных газопроводов, создающих угрозу безопасности или нормальной эксплуатации.

1.3.8. Лица, поступающие на Предприятие, эксплуатирующее магистральные газопроводы, должны пройти медицинское освидетельствование для определения пригодности их к выполнению соответствующих работ.

1.3.9. Нарушение настоящих Правил влечет за собой дисциплинарную; административную ответственность, установленную должностными инструкциями для каждого работника, в зависимости от характера нарушений и их последствий в соответствии с действующим Законодательством.

1.3.10. Руководители газотранспортных предприятий и подразделений, их заместители и руководящий сменный персонал, виновные в нарушении Правил, несут личную ответственность, независимо от того, привело или нет это нарушение к аварии или несчастному случаю. Они несут также ответственность за нарушения, допущенные их подчиненными, в установленном порядке.

1.3.11. Выдача должностными лицами указаний или распоряжений, принуждающих подчиненных нарушать Правила безопасности, осуществлять самовольное возобновление работ, остановленных органами Госгортехнадзора России или Технической инспекцией труда профессиональных союзов, а также непринятие этими лицами мер по устранению нарушений, которые допускаются в их присутствии подчиненными или рабочими, являются грубейшими нарушениями настоящих Правил.

1.3.12. Работники несут ответственность за нарушения, допущенные при выполнении работ, требований настоящих Правил, Правил безопасности и инструкций в порядке, установленном Правилами внутреннего трудового распорядка и действующим Законодательством.

1.3.13. Каждый случай отказа и повреждений объектов магистральных газопроводов должен быть расследован в соответствии с требованиями Положения о расследовании отказов газовых объектов ОАО "Газпром", утвержденных Госгортехнадзором России.

1.3.14. Эксплуатационный персонал обязан своевременно сообщать, в порядке подчиненности, о дефектах, неудовлетворительном качестве установленного оборудования или строительной продукции для предъявления претензий организациям и поставщикам в соответствии с действующим Законодательством.

1.3.15. Все случаи повреждений объектов магистральных газопроводов сторонними организациями и частными лицами доводятся до сведения местных органов власти и правоохранительных органов для принятия необходимых мер и привлечения виновных к ответственности.

1.3.16. Контроль выполнения требований Правил предприятиями, организациями и должностными лицами, эксплуатирующими магистральные газопроводы, осуществляет Газнадзор ОАО "Газпром".

1.3.17. Надзор за объектами магистральных газопроводов осуществляют Госгор-технадзор России, Госэнергонадзор России и другие контрольные организации.

1.4. Приемка в эксплуатацию сооружений и оборудования

1.4.1. При строительстве объектов и сооружений магистральных газопроводов, их реконструкции, техническом перевооружении или капитальном ремонте Заказчик (Предприятие, УКС) должен организовать технический надзор за производством работ организациями, имеющими лицензии Госгортехнадзора России на данный вид деятельности.

1.4.2. Законченные строительством объекты и сооружения вводятся в эксплуатацию после их приемки Приемочной комиссией, назначаемой ОАО "Газпром" или Предприятием в зависимости от сметной стоимости и назначения объекта. Приемка осуществляется в соответствии с требованиями действующих норм и правил: СНиП 3.014-8 "Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения"; СНиП 2.05.06-85* "Магистральные трубопроводы"; СНиП III-42-80* "Правила производства и приемки работ. Магистральные трубопроводы"; СНиП 3.05.05-84 "Технологическое оборудование и технологические трубопроводы" и настоящих Правил.

1.4.3. Законченные строительством магистральные газопроводы подлежат приемке в эксплуатацию приемочными комиссиями только в том случае, когда они полностью подготовлены к эксплуатации.

Категорически запрещается вводить в эксплуатацию объекты с незавершенными строительными и монтажными работами и не принятые Приемочной комиссией.

Датой ввода объекта (сооружения, оборудования) в эксплуатацию считается дата подписания Акта Государственной комиссией.

1.4.4. Технологические объекты магистральных газопроводов могут быть приняты и введены в эксплуатацию только при обеспечении на них условий труда в соответствии с требованиями техники безопасности, производственной санитарии и выполнении мероприятий по охране окружающей среды.

1.4.5. До приемки в эксплуатацию сооружений и оборудования газопровода, законченного строительством, необходимо:

- укомплектовать и обучить (с обязательной проверкой знаний) эксплуатационный персонал, обеспечив его инструкциями и схемами согласно пп. 1.1.6 и 1.1.7 настоящих Правил;

- получить от генерального подрядчика проектную, исполнительную и техническую документацию на линейную часть газопровода, КС, ГРС, ПХГ, СОГ и другие сдаваемые в эксплуатацию объекты;

- проверить соответствие сооружений проекту и согласованным отступлениям от него;

- произвести очистку полости, испытание газопровода и технологических коммуникаций на прочность и герметичность в соответствии с техническими условиями проекта и требованиями СНиП III-42-80* и ВСН 011-88;

- получить в местном органе Газнадзора ОАО "Газпром" разрешение на подачу газа в газопроводы для продувки и выполнения пусконаладочных работ;

- получить разрешение органов Госэнергонадзора России на подачу электроэнергии;

- полностью удалить воду из трубопроводов после гидравлических испытаний;

- произвести комплексное опробование работоспособности агрегатов и их систем, общестанционного оборудования, запорной арматуры, контрольно-измерительных приборов (КИП), систем телемеханики с номинальной и максимальной нагрузками согласно техническим условиям завода-изготовителя, действующим нормам и правилам;

- проверить и комплексно опробовать работоспособность средств диспетчерской и местной связи;

- проверить и опробовать работоспособность средств электрохимзащиты, узлов приема и пуска очистных устройств;

- проверить объекты культурно-бытового назначения, здравоохранения, жилого комплекса в полном объеме;

- проверить и комплексно опробовать объекты природоохранного назначения;

- оформить формуляры на разрешенное рабочее давление газа на объекте.

1.4.6. При приемке в эксплуатацию газопроводов, проложенных в условиях Крайнего Севера и вечной мерзлоты, необходимо дополнительно проконтролировать следующее:

- соответствие выполненных работ требованиям СНиП 2.02.04-88, глава "Основания и фундаменты зданий и сооружений на вечномерзлых грунтах. Нормы проектирования";

- соответствие проекту влажности и гранулометрического состава грунтов;

- наличие и работоспособность устройств по охлаждению грунта, предусмотренных проектом;

- соответствие проекту числа теплоизоляционных экранов и мест их размещения, противозероизийных перемычек, стоков и т.д.;

- соответствие проекту мест расположения и оснащения пунктов контроля за тепловым режимом и пучением грунтов, а также наличие документов, фиксирующих результаты этих измерений с начала изысканий;

- соответствие проекту вдольтрассовых дорог и относящихся к ним сооружений;

- выполнение проектных мероприятий по рекультивации поверхностей, нарушенных в процессе строительства, и охране окружающей среды.

1.4.7. Приемку в эксплуатацию объектов магистральных газопроводов проводят согласно проекту, с учетом изменений и дополнений, согласованных с Заказчиком, проектной и эксплуатирующей организацией.

1.4.8. До предъявления объекта Приемочной комиссии приемку проводит рабочая комиссия, назначаемая Заказчиком.

Эксплуатация магистрального газопровода, не принятого рабочей комиссией, не допускается.

1.4.9. Линейную часть магистрального газопровода принимают в эксплуатацию после выполнения комплекса работ по испытанию газопровода с учетом требований СНиП III-42-80* "Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ", ВСН 011-88 "Очистка полости и испытание".

1.4.10. При сдаче в эксплуатацию законченных строительством магистральных трубопроводов строительско-монтажная организация должна представить Приемочной комиссии техническую документацию в объеме, предусмотренном СНиП III-42-80* и ВСН 012-88, часть II.

1.4.11. Законченные строительством отдельные объекты (дома обходчиков и вахтенного персонала, сооружения ЭХЗ, линии связи, ЛЭП и т.д.) рабочие комиссии принимают в эксплуатацию вместе с смонтированным в них оборудованием по мере их готовности по актам о приемке, которые должны быть утверждены организацией, назначившей рабочую комиссию.

1.4.12. Трубопровод, принятый, но не введенный в эксплуатацию в течение шести месяцев после его испытания, подлежит повторному испытанию на прочность и герметичность.

1.4.13. Технологию и схему заполнения газопровода газом после гидравлических испытаний должна разрабатывать и осуществлять специальная комиссия, созданная совместным приказом подрядной и эксплуатирующей организации и состоящая из представителей Заказчика, подрядчика и эксплуатирующей организации. Технология и схема утверждаются Заказчиком и подрядчиком.

1.4.14. До приемки оборудования КС в эксплуатацию необходимо:

получить от генподрядчика исполнительную техническую документацию и акты рабочих комиссий на принимаемое оборудование, в том числе акты скрытых работ;

проверить соответствие выполненных сооружений проекту;

зарегистрировать до начала пусконаладочных работ в Госгортехнадзоре России подведомственные ему сосуды высокого давления и грузоподъемные краны;

произвести продувку и испытание на прочность и герметичность обвязочных газопроводов, маслопроводов и других технологических коммуникаций и очистку их полости;

перед началом пусконаладочных работ должны быть смонтированы, испытаны и опробованы системы пожаротушения;

провести пусконаладочные работы принимаемого оборудования;

комплексно опробовать работу основного и вспомогательного оборудования аппаратов и КИПиА компрессорного цеха согласно техническим условиям.

Система вентиляции, кондиционирования и отопления должна иметь исполнительные характеристики и обеспечивать нормальную эксплуатацию и поддержание в состоянии готовности ГПА и их вспомогательных систем в любое время года, в том числе в периоды остановок.

1.4.15. Перед пуском ГРС необходимо убедиться в отсутствии посторонних предметов в помещениях станции и на маршруте обслуживания комплекса оборудования.

Особо тщательно проверить отсутствие загазованности помещений, горючих материалов, кислородных и других газовых баллонов. Убедиться в готовности средств пожаротушения.

1.4.16. Предпусковой осмотр ГРС должен производиться согласно порядку, разработанному с учетом компоновки станции и ее систем.

При осмотре необходимо выполнить:

контроль состояния оборудования и возможных неполадок (пропуски в сальниковых уплотнениях, фланцевых и резьбовых соединениях и т.п.);

контроль уровня одоранта в одоризационной установке;

проверку наличия пломб на предохранительных клапанах, на арматуре байпасной линии;

проверку исправности контрольно-измерительных приборов;

проверку действия и включения дистанционного управления кранами от системы защитной автоматики и с узлов управления кранами, а также системы аварийно-предупредительной сигнализации;

проверку положения запорной арматуры (вентилей, задвижек, кранов, регуляторов давления, подвергающихся открытию или закрытию в процессе пуска), а также легкость и плавность ее хода, наличие гидравлической жидкости в гидросистемах кранов;

проверку наличия импульсного газа высокого давления для переключения кранов;

контроль наличия метанола в метанольной установке;

проверку работы системы подогрева газа;

проверку исправности средств связи;

проверку исправности электроснабжения и учета электроэнергии;

проверку исправности функционирования САУ ГРС, в том числе телемеханики.

1.4.17. Пуск ГРС запрещается:

без соответствующего оформления приемо-сдаточного акта;

при неисправности или необеспечении заданных режимов работы одной из систем ГРС

(редуцирования, защиты, одоризации газа, аварийно-предупредительной сигнализации, приборов учета газа);

при несоответствии степени очистки и осушки газа для питания пневмоавтоматики систем защиты требованиям ОСТ 51.40-83;

при отсутствии средств связи с диспетчером и потребителем;

при отсутствии средств пожаротушения;

без письменного подтверждения потребителя о готовности низких сетей к приему газа и разрешения газотехнической инспекции Госгортехнадзора России;

без наличия подготовленных операторов;

при отсутствии или неисправности систем энергоснабжения;

без систем нейтрализации паров одоранта в выбросах природного газа.

1.4.18. Подача газа в коммуникации топливного, пускового, импульсного газа, а также в трубопроводы технологической обвязки КС, ГРС и ПХГ для выполнения индивидуальных испытаний оборудования допускается только при условии завершения сварочных и других огневых работ по разрешению местных органов Газнадзора ОАО "Газпром". Обеспечение необходимых мер безопасности при этом возлагается на эксплуатационную организацию.

Необходимые меры безопасности указываются в специальной инструкции, разработанной подрядной организацией и согласованной с Заказчиком, эксплуатационной организацией и местными органами Газнадзора ОАО "Газпром" и, при необходимости, с проектной организацией. Инструкция утверждается подрядной организацией, на которую возлагается обеспечение необходимых мер безопасности.

Подача газа в газопроводы потребителя при комплексном опробовании оборудования ГРС не допускается.

1.4.19. Подача газа на газоиспользующие установки и оборудование, газопроводы низкого давления на выходе ГРС должна осуществляться в соответствии с порядком получения разрешения на пуск газа на газоиспользующие установки для проведения пусконаладочных работ и ввода этих установок в эксплуатацию.

1.5. Требования к охранной зоне и зоне минимальных расстояний

1.5.1. Земельные участки для линейной части магистральных газопроводов предоставляются во временное или постоянное пользование в соответствии с основами Земельного законодательства Российской Федерации.

Земельные участки, предоставляемые во временное пользование на период строительства или ремонта, должны быть рекультивированы и возвращены землепользователям в соответствии с действующим Законодательством.

1.5.2. Размеры земельных участков, предоставляемых предприятиям, учреждениям и организациям трубопроводного транспорта, определяются в соответствии с действующими нормами или проектно-технической документацией.

1.5.3. По окончании плановых или аварийно-восстановительных работ эксплуатирующее Предприятие возмещает убытки землепользователям и потери сельскохозяйственного производства в установленном порядке и приводит земельные угодья в состояние, пригодное для дальнейшего использования.

1.5.4. Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения магистральных газопроводов и их объектов устанавливается охранный зона, размеры которой и порядок производства в этой зоне сельскохозяйственных и других работ регламентируются Правилами охраны магистральных трубопроводов и составляют 25 м от оси крайнего газопровода в обе стороны как на землях сельскохозяйственного пользования, так и на землях гослесфонда.

1.5.5. После приемки газопровода в эксплуатацию организация, эксплуатирующая газопровод, должна в месячный срок проконтролировать нанесение на карты землепользователя и землеустройства границы охранной зоны и фактического положения газопровода с обязательным составлением двухстороннего акта. В процессе эксплуатации газопровода эксплуатирующая организация, не реже одного раза в три года, проверяет правильность нанесения трасс газопроводов на районные карты землепользователей с обязательным составлением двухсторонних актов.

1.5.6. Письменное согласие на производство взрывных работ в охранных зонах и зонах минимально допустимых расстояний трубопроводов выдается только после предоставления Предприятием (организацией), производящим эти работы, соответствующих материалов,

предусмотренных Едиными правилами безопасности при взрывных работах, утвержденными Госгортехнадзором России.

1.5.7. Порядок производства строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов установлен Инструкцией по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Мингазпрома (ВСН 51-1-80).

1.5.8. При совпадении (пересечении) охранной зоны газопроводов с полосой отвода железных или автомобильных дорог, охранными зонами ЛЭП, нефтепродуктопроводами и другими объектами проведение работ, связанное с их эксплуатацией на совпадающих участках, осуществляется заинтересованными сторонами по согласованию между ними, с обязательным составлением соответствующего протокола о взаимодействии в случаях аварийных ситуаций.

1.5.9. Трассу магистрального газопровода в пределах 3м от оси крайнего газопровода в каждую сторону и между нитками необходимо периодически расчищать от кустарников, древесной растительности и содержать в безопасном противопожарном состоянии. В случае, если газопровод проложен однопольным коридором, то ширина расчистки от оси составляет 6 м.

1.5.10. Газотранспортные предприятия и подразделения обязаны принимать предупредительные меры обеспечения минимальных расстояний от газопроводов до населенных пунктов, отдельных промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений согласно СНиП 2.05.06-85* (табл. 4).

1.5.11. Контроль за выполнением работ в охранных зонах и согласование на производство в зонах минимальных расстояний осуществляются подразделениями Предприятия, эксплуатирующего газопровод.

1.5.12. Эксплуатирующая организация должна периодически (два раза в год) оповещать предприятия, организации и население, находящиеся в районах прохождения газопроводов, о необходимости выполнения требований Правил охраны магистральных газопроводов.

С населением района, прилегающего к газопроводу, эксплуатирующая организация должна вести разъяснительную работу с использованием средств массовой информации.

2. ОБЪЕКТЫ ОБЩЕГО НАЗНАЧЕНИЯ

2.1. Территория, здания и сооружения

2.1.1. Территории производственных объектов, здания и сооружения должны отвечать требованиям соответствующих стандартов, СНиП, настоящих Правил, Правил безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов, Правил техники безопасности, санитарных норм и других нормативных документов.

2.1.2. Для обеспечения надлежащего технического и санитарно-гигиенического состояния территории производственных объектов должны быть выполнены требования по охране труда, охране окружающей среды и содержаться в исправном состоянии:

- сети водопровода, канализации, теплогазоснабжения и их сооружения;
- источники питьевой воды, водоемы и санитарные зоны источников водоснабжения;
- стоянки автотранспорта и специальной техники;
- автомобильные дороги, пешеходные дорожки, проезды и подъезды к пожарным гидрантам, водоемам, градирням и т.п.;
- системы и средства охранной сигнализации и противопожарной безопасности;
- склады метанола и горюче-смазочных материалов;
- системы отвода поверхностных и грунтовых вод, ограждения, освещения, озеленения и благоустройства;
- все водоотводные сети и устройства должны осматриваться и подготавливаться к пропуску паводковых вод;
- сети электроснабжения всех напряжений;
- места складирования, накопления и эвакуации металлолома и отходов.

2.1.3. На территории не должно быть временных сооружений, оборудования и строительных материалов вне складских площадок и помещений.

В случае расширения производственных объектов территория, на которой размещено действующее оборудование, должна быть отделена ограждением от территории, на которой ведется строительство.

Территории должны быть спланированы. Имеющиеся шурфы, траншеи, приямки должны быть ограждены и не должны препятствовать доступу к зданиям, сооружениям и оборудованию.

Территории КС, узлов подключения к магистральному газопроводу, ГРС, технологических

объектов ПХГ, узлы редуцирования, ГИС должны быть освещены в соответствии с проектом.

2.1.4. На территории производственных объектов должны отсутствовать источники (запыления воздуха. Открытые участки земли вблизи компрессорного цеха со стороны воздухозаборных устройств газоперекачивающих агрегатов (ГПА) должны быть засеяны газонной травой или асфальтированы (бетонированы).

2.1.5. В случае обнаружения просадочных и оползневых явлений, пучения грунтов на территории производственных объектов должны быть приняты меры по устранению причин, вызвавших эти нарушения, и по ликвидации их последствий.

2.1.6. Строительство новых зданий и сооружений на территории производственных объектов должно осуществляться только при наличии проекта и акта-допуска Предприятия, согласно требованиям СНиП III-4-80 "Техника безопасности в строительстве".

2.1.7. Знаки безопасности, установленные на территории производственных объектов, должны соответствовать действующим стандартам.

2.1.8. Подземные коммуникации водопровода, канализации, теплофикации, газопроводов, кабельных линий и их колодцы должны иметь указатели их положения и принадлежности. Планы размещения коммуникаций должны находиться в соответствующих цехах, службах, участках по их принадлежности.

2.1.9. Перечень объектов, территорий и помещений, подлежащих оснащению охранной сигнализацией, для каждого подразделения устанавливается Предприятием. Перечень объектов, оснащаемых охранной сигнализацией, подлежит пересмотру один раз в три года.

2.1.10. Поддержание охранной сигнализации в исправном состоянии, порядок и периодичность ее проверки устанавливаются производственным подразделением и возлагаются, как правило, на службу КИП и А и службу безопасности структурного подразделения.

2.1.11. Наличие утечек газа, конденсата, масла, воды, воздуха на территориях и в помещениях недопустимо. Порядок контроля должен устанавливаться Предприятием.

2.1.12. На каждую промплощадку, имеющую источники загрязнения окружающей среды, должен быть разработан экологический паспорт (ГОСТ 17.00.04-90), а также нормативы предельно допустимых выбросов (сбросов) загрязняющих веществ и лимиты на размещение отходов, утвержденные органами Санэпиднадзора (СЭН) и Минприроды РФ.

Все источники выбросов (сбросов) должны периодически (по согласованию с местными органами СЭН и Минприроды) подвергаться инструментальному контролю предельно допустимых выбросов (ПДВ) и сбросов (ПДС).

Каждое Предприятие должно проводить не реже одного раза в пять лет инвентаризацию источников выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферу, вести учет фактических выбросов ЗВ и составлять ежегодную статистическую отчетность по форме 2ТП (воздух), осуществлять платежи за загрязнение природной среды.

2.1.13. Территория, занимаемая объектами и сооружениями МГ, должна быть ограждена. Ограждения должны быть высотой не менее 2,2 м и поддерживаться в исправном состоянии.

На ограждении при въезде должны быть надписи о названии и принадлежности объекта к Предприятию и его подразделению, а также другие надписи и обозначения в соответствии с требованиями Правил безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов и другими нормативными документами.

На территориях Предприятия, на берегах водных преград должны быть установлены реперы, имеющие соответствующие паспорта.

2.1.14. Ответственность за эксплуатацию территорий, зданий, сооружений, в соответствии с требованиями настоящего подраздела, возлагается на начальников цехов, участков приказом по подразделению.

2.1.15. На территории объектов магистральных газопроводов скорость движения транспортных средств ограничивается до 20 км/ч.

2.1.16. Ко всем сооружениям и зданиям производственных объектов должен быть обеспечен проезд автотранспортных средств и специальной техники.

Порядок проезда по территории объектов МГ (компрессорных станций, технологических объектов ПХГ, ГРС, узлов редуцирования, ГИС, узлов переключения и т.п.) определяется руководством подразделения, эксплуатирующего объект.

2.1.17. Производственные здания и сооружения должны содержаться в исправном состоянии, обеспечивающем использование их по назначению, здоровые и безопасные условия труда эксплуатационного персонала.

2.1.18. Здания, сооружения и опоры трубопроводов два раза в год (весной и осенью) должны подвергаться общему техническому осмотру для выявления дефектов, а также внеочередным

осмотрам после стихийных бедствий (землетрясения, ураганные ветры, ливни, большие снегопады или аварии). Результаты осмотров должны оформляться актами. При весеннем техническом осмотре должны уточняться объемы работ по ремонту зданий и сооружений, предусмотренных для выполнения в летний период, а также объемы работ капитального ремонта для включения в план следующего года. При осенних технических осмотрах необходимо проверять подготовку зданий и сооружений к зиме.

2.1.19. При появлении в строительных конструкциях трещин, изломов и других повреждений за ними должно быть установлено наблюдение с помощью маяков, инструментальных измерений и приняты необходимые меры для устранения причин повреждений.

Если появление трещин в фундаментах и других конструкциях вызвано вибрацией, то эти конструкции должны быть обследованы на вибропрочность.

2.1.20. В первый год эксплуатации необходимо осуществлять наблюдения за осадкой фундаментов зданий и сооружений. В дальнейшем состояние фундаментов периодически контролируется визуально, при необходимости - инструментальными измерениями.

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

2.1.22. Фундаменты оборудования должны быть защищены от воздействия на них масла, газового конденсата и других жидкостей.

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

- обеспечивать своевременный ремонт;
- поддерживать в исправном состоянии основное и аварийное освещение в производственных помещениях и вне их;
- следить за исправным состоянием теплоизоляции трубопроводов;
- поддерживать в исправном состоянии инженерные коммуникации.

2.1.24. Санитарно-бытовые помещения нужно содержать в соответствии с требованиями санитарных норм и Правил безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов.

2.1.25. В стенах зданий и сооружений не допускаются:

- пробивка отверстий и проемов;
- установка, подвеска и крепление технологического оборудования, подъемно-транспортных средств, трубопроводов, не предусмотренных проектом.

Дополнительные нагрузки, устройство проемов могут быть допущены только после поверочного расчета строительных конструкций и необходимого их усиления.

2.1.26. Металлические конструкции разделительных стен и перегородок, разделяющих газоопасные и неопасные помещения зданий и сооружений, должны быть защищены от коррозии (окрашены, изолированы), покрываться негорящими вспенивающимися мастиками, увеличивающими огнестойкость до нормативных пределов. Эффективность этой защиты должна контролироваться при осмотрах.

2.1.27. Сигнально-предупредительная окраска оборудования должна быть выполнена и поддерживаться в соответствии с ГОСТ 12.4.026-76.

Опознавательная окраска трубопроводов должна быть выполнена и поддерживаться в соответствии с ГОСТ 14202-69 и ГОСТ 12.4.026-76.

2.2. Газопроводы

2.2.1. Трубы и соединительные детали, применяемые для магистральных газопроводов и газопроводов технологической обвязки КС, ПХГ, ГРС (газопроводы технологического, топливного, пускового и импульсного газа), а также для аварийного запаса, должны отвечать требованиям государственных стандартов, технических условий. Инструкции по применению труб в газовой и нефтяной промышленности, СНиП 2.05.06-85* "Магистральные трубопроводы" и других нормативных документов, утвержденных в установленном порядке.

2.2.2. Применение труб и соединительных деталей, не имеющих заводских сертификатов и паспортов, подтверждающих их соответствие требованиям стандартов, **КАТЕГОРИЧЕСКИ ЗАПРЕЩАЕТСЯ**.

2.2.3. Техническое обслуживание и ремонт магистральных газопроводов и газопроводов технологической обвязки КС, ПХГ, ГРС, ГИС должны выполняться соответствующими службами по плану-графику, согласованному со сроками ремонта другого технологического оборудования и утверждаемому Предприятием или его подразделениями.

2.2.4. Периодически должен осуществляться контроль крепления газопроводов

(фундаментов, опор, подвесок, хомутов и т.п.), а также вибраций и толщин стенок газопроводов неразрушающими методами в местах, наиболее подверженных эрозионному и коррозионному износу.

Периодичность, порядок и объемы контроля определяются Предприятием или его подразделениями.

2.2.5. Сварочно-монтажные работы на действующих или подвергающихся капитальному ремонту газопроводах должны выполняться в соответствии с требованиями действующих нормативных документов и Типовой инструкции по безопасному ведению огневых работ на газовых объектах Мингазпрома.

2.2.6. Подключения к действующим газопроводам (монтаж отводов и перемычек) должны выполняться по техническим условиям Предприятия и в соответствии с проектом. Конструктивные размеры узла врезки трубы (диаметр, толщина стенки, марка стали) должны соответствовать проекту и действующим нормативным документам. Разработка проектов без технических условий на подключение запрещается.

2.2.7. Допускается подключение отводов к действующим газопроводам безогневым способом (врезка под давлением) по технологии и технической документации, разработанной ВНИИгазом в соответствии с РД 51-00158623-09-95.

2.2.8. При выявлении в процессе эксплуатации нарушений изоляционных покрытий и недопустимых коррозионных повреждений подземных газопроводов, линейной части, технологической обвязки КС с участками газопроводов до охранных кранов, ГРС и ПХГ, с учетом их технического состояния, необходимо выполнить капитальный ремонт или провести переиспытание по графику, составленному Предприятием, в зависимости от конкретных условий эксплуатации.

2.2.9. Работы по ликвидации кристаллогидратных пробок должны выполняться в соответствии с инструкцией, составленной Предприятием, а также Инструкцией о порядке получения от поставщиков, перевозки, хранения, отпуска и применения метанола на объектах газовой промышленности.

2.3. Трубопроводная арматура

2.3.1. Требования настоящего подраздела распространяются на запорную, регулирующую, предохранительную трубопроводную арматуру, устанавливаемую на линейной части, газопроводах технологической обвязки КС, ГРС, ПХГ. Арматура перед монтажом должна быть подвергнута ревизии.

2.3.2. Запрещается установка запорной арматуры с рабочим давлением и температурой, не соответствующими технологическим параметрам процесса транспорта газа.

2.3.3. Арматура должна быть комплектной и содержаться в исправном состоянии, пронумерована в соответствии с технологическими схемами, иметь указатели направления потока газа и указатели положения затвора. На арматуре, имеющей ручной (механический) привод, стрелками должны быть обозначены направления открытия и закрытия. На арматуре должны быть надписи и обозначения по управлению ею. Предохранительные клапаны должны иметь бирки с указанием давления, даты настройки и даты очередной проверки. Запрещены соединение сбросов газа с предохранительных клапанов разных потребителей на одну свечу и монтаж запорной арматуры после предохранительных клапанов.

2.3.4. Краны на линейной части (линейные краны) и на многониточных переходах должны иметь систему аварийного закрытия крана, систему линейной телемеханики и управляться дистанционно.

2.3.5. Линейные краны должны быть оснащены техническими манометрами для измерения давления газа до кранов и после них, иметь байпасную обвязку.

2.3.6. Операции по управлению, техническому обслуживанию и ремонту арматуры должны проводиться в соответствии с требованиями инструкций заводов-изготовителей или требованиями, рекомендованными специализированными предприятиями.

В гидросистемах кранов с пневмогидравлическим управлением должны применяться рабочие жидкости в соответствии с инструкциями заводов-изготовителей по эксплуатации кранов или заменители, разрешенные к использованию в установленном порядке.

2.3.7. Для смазки и восстановления герметичности запорных кранов должны применяться консистентные смазки и специальные пасты, рекомендованные заводами-изготовителями или специализированными организациями.

2.3.8. К узлам управления, указателям положения запорной арматуры и другим устройствам должен быть обеспечен беспрепятственный доступ для обслуживающего персонала. Площадки обслуживания и ограждения должны содержаться в чистоте и исправном состоянии.

2.3.9. Попадание воды в системы пневмогидравлического управления кранов в процессе эксплуатации не допускается. После проведения испытаний необходимо удалить воду из корпусов кранов и системы управления.

2.3.10. Для кранов газопроводов в основном применяется дистанционное и местное пневмогидравлическое управление. Ручное управление допускается при отсутствии пневмогидравлического привода или при недостаточном давлении управляющего (импульсного) газа.

2.3.11. Нормальное положение затворов кранов на линейной части открытое, на свечных и обводных - закрытое.

Положение затворов кранов на перемычках между нитками многониточных систем газопроводов определяется режимом работы газопроводов и устанавливается Центральным производственно-диспетчерским управлением (ЦПДУ).

2.3.12. Перестановки затворов кранов на линейной части газопроводов, за исключением аварийных случаев, осуществляется только с разрешения ПДС Предприятия по согласованию с ЦПДУ или по его распоряжению.

2.3.13. Запорные краны (кроме свечных и обводных) следует открывать после выравнивания перепада давления газа до и после крана.

Запорные краны на свечах и обводах следует открывать без остановок до полного открытия.

2.3.14. Организация технического обслуживания и ремонта запорной арматуры осуществляется начальником соответствующей службы. Объемы работ по техническому обслуживанию определяются инструкциями заводов-изготовителей и специализированных организаций.

2.3.15. Текущий ремонт арматуры выполняется соответствующей службой по принадлежности или специализированной ремонтно-наладочной организацией.

В объемы работ по текущему ремонту входят работы, не требующие разгерметизации корпуса крана или его демонтажа.

2.3.16. Работы по техническому обслуживанию и текущему ремонту должны регистрироваться в технической документации службы.

2.3.17. В объем капитального ремонта арматуры входят работы по полному восстановлению ее исправности в условиях специализированного ремонтного предприятия.

2.3.18. В каждом подразделении должен находиться аварийный запас запорной арматуры, соответствующий действующим нормам. Арматура аварийного запаса должна храниться на складе в законсервированном состоянии, при этом она должна быть заправлена гидравлической жидкостью и периодически обновляться.

2.3.19. Затворы линейных кранов и кранов на перемычках один раз в полугодие должны быть полностью переставлены с целью проверки их работоспособности.

Краны, оснащенные системой дистанционного управления, должны опробоваться в комплексе с этой системой.

Порядок проверки и оформления результатов устанавливается Предприятием.

2.3.20. Крановые площадки линейной части газопроводов внутри ограждений должны быть спланированы, защищены от залива поверхностными и грунтовыми водами и иметь твердое покрытие (гравий, щебень и т.п.). К крановым площадкам должна быть предусмотрена возможность подъезда автомобильного или специального транспорта. Проходы в ограждении крановых узлов должны быть закрыты на замки.

Многолетние травы должны выкашиваться вокруг крановых площадок в радиусе не менее 5 м. Территория вокруг крановых площадок должна опаживаться для предотвращения попадания открытого огня на крановые площадки в случаях сжигания стерни в радиусе 10 м.

2.3.21. Нумерацию технологической арматуры на компрессорных станциях, ГРС следует принимать согласно Приложению 3, на линейной части - согласно Приложению 4 настоящих Правил.

2.4. Водоснабжение, канализация, теплоснабжение, вентиляция, газоснабжение

2.4.1. Теплоснабжение производственных объектов должно осуществляться в основном от следующих источников: утилизационных теплообменников газотурбинных ГПА, водогрейных или паровых отопительных котельных, газовых воздухоподогревателей и других средств

индивидуального нагрева.

2.4.2. Тепловые сети, котельные и установки утилизации тепла должны эксплуатироваться в соответствии с производственными инструкциями, составленными на основе инструкций по эксплуатации заводов - изготовителей оборудования, настоящих Правил, в соответствии с Правилами эксплуатации тепловых установок (ТУ) и тепловых сетей (ТС) потребителей, ПТБ при эксплуатации ТУ и ТС потребителей и соответствующей нормативной документации Госгортехнадзора России.

2.4.3. Теплоснабжение КС, оснащенных утилизационными теплообменниками, в процессе нормальной эксплуатации должно осуществляться от них. При этом котельная и средства индивидуального нагрева должны поддерживаться в работоспособном состоянии.

2.4.4. Металлические опорные конструкции тепловых сетей для защиты от коррозии должны быть окрашены. Периодичность их окраски устанавливается в зависимости от местных условий.

2.4.5. В низких точках тепловых сетей должно быть предусмотрено устройство для отвода дренируемой воды. При отсутствии самотечного стока воду необходимо периодически откачивать. В самых высоких точках сетей должны быть установлены вентили для выпуска воздуха из системы.

2.4.6. При вводе тепловой сети в эксплуатацию после ремонта ее необходимо промывать через временные грязеприемники, устанавливаемые в концах подающего и обратного трубопроводов (по течению воды). Вторую промывку тепловой сети необходимо выполнять через год, после чего грязеприемники могут быть демонтированы.

2.4.7. Ежегодно после окончания отопительного сезона должны проводиться гидравлические испытания тепловых сетей и вводов на прочность и герметичность для выявления дефектов, подлежащих устранению при капитальном ремонте. После ремонта тепловые сети подвергаются гидравлической опрессовке.

2.4.8. Тепловые сети необходимо испытывать на расчетную температуру не реже одного раза в два года. При этом проверяется все оборудование тепловых сетей и вводов.

2.4.9. Для надзора за состоянием подземных теплотрасс в местах, наиболее опасных в отношении наружной коррозии и увлажнения теплоизоляции, не реже одного раза в два года производится шурфовка тепловой сети (вскрытие грунта, строительной конструкции и тепловой изоляции) из расчета не менее одного шурфа на 2 км трассы и не менее одного шурфа при меньшей протяженности трассы. Все работы, связанные с проведением шурфовки, выполняют с третьего года эксплуатации тепловых сетей. На каждое вскрытие должен быть составлен акт, в котором отмечают состояние грунта, строительных конструкций, изоляции труб и метод восстановления конструкций.

2.4.10. За внутренней коррозией водяных тепловых сетей должен осуществляться контроль с помощью анализов сетевой воды и конденсата, а также установки индикаторов коррозии в наиболее характерных точках. Режимы работы ТС должны исключать появление внутренней коррозии. Сети должны постоянно находиться под защитным потенциалом СКЗ.

2.4.11. Среднегодовая утечка теплоносителя в тепловых сетях не должна превышать 0,25% от объема воды в работающей сети.

2.4.12. Текущий ремонт тепловых сетей должен проводиться не реже одного раза в год на основе результатов периодических осмотров, испытаний и шурфований по утвержденному графику.

2.4.13. После окончания ремонта тепловые сети должны быть промыты до полного осветления воды и испытаны давлением, равным 125% от рабочего, но не менее чем рабочее давление плюс 0,3 МПа.

2.4.14. На летний период тепловые сети должны быть заполнены водой.

2.4.15. Количество тепла, отпускаемого сторонним потребителям по договорам, должно учитываться с помощью соответствующих приборов.

2.4.16. Система водоснабжения должна обеспечивать технологические, противопожарные и хозяйственно-бытовые нужды производственного предприятия, а также подпитку систем теплоснабжения и обратного водоснабжения.

2.4.17. Вода, подаваемая на бытовые нужды, должна удовлетворять требованиям ГОСТ 2874-82 "Вода питьевая". Периодичность и методы контроля воды, подаваемые на бытовые нужды, согласовывают с местными органами санитарного надзора.

2.4.18. Эксплуатация водозаборных сооружений на реках и озерах, а также артезианских скважин должна удовлетворять требованиям санитарного надзора и условиям водопользования.

2.4.19. Доступ посторонних лиц к колодцам и резервуарам воды для хозяйственно-бытовых нужд должен быть исключен.

- 2.4.20. Арматура, трубопроводы, сосуды с водой должны быть защищены от замерзания.
- 2.4.21. Резервуары для хранения воды должны подвергаться очистке один раз в год с последующим хлорированием.
- 2.4.22. Персонал, обслуживающий объекты водоснабжения, обязан проходить медосмотр в установленные Минздравом Российской Федерации сроки.
- 2.4.23. Вода, используемая в системе оборотного водоснабжения, должна соответствовать техническим условиям заводов - изготовителей оборудования.
- 2.4.24. Вода, используемая для подпитки в системе теплоснабжения, должна соответствовать нормам, установленным для тепловых сетей и оборудования.
- 2.4.25. На циркуляционных насосах, находящихся в резерве, задвижки должны быть постоянно открыты, обратные клапаны исправны.
- 2.4.26. Введенные в эксплуатацию участки водопроводов и насосы для питьевой воды перед включением их в действующие коммуникации должны предварительно обрабатываться хлорной известью.
- 2.4.27. Воздушные ресиверы и предохранительные клапаны должны эксплуатироваться в соответствии с действующими правилами Госгортехнадзора России.
- 2.4.28. Эксплуатация объектов водоснабжения должна осуществляться в соответствии с производственными инструкциями, разработанными подразделениями с учетом местных условий.
- 2.4.29. Эксплуатация газопроводов и оборудования низкого давления должна осуществляться в соответствии с требованиями Правил безопасности в газовом хозяйстве Госгортехнадзора России.
- 2.4.30. Газ, подаваемый в газопроводы низкого давления, должен быть одорирован, за исключением газа, используемого на технологические нужды на КС.
- 2.4.31. Эксплуатация вентиляционных систем и установок должна удовлетворять требованиям настоящих Правил, Правил безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов и местных инструкций.
- 2.4.32. Вентиляционные системы и установки должны находиться в исправном состоянии и поддерживать в помещениях и рабочих зонах параметры воздушной среды (температуру, влажность, запыленность, кратность воздухообмена, скорость воздуха) в соответствии с санитарными и технологическими требованиями.
- 2.4.33. Техническое обслуживание, ремонт и испытания вентиляционных установок и систем на эффективность должны осуществляться в соответствии с планами-графиками и оформляться техническими актами или записями в паспортах. Испытания на эффективность должны проводиться не реже одного раза в год.
- 2.4.34. Система канализации производственных объектов должна соответствовать требованиям СНиП 2.04.03-85 "Канализация. Наружные сети и сооружения", СН 245-71 "Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий".
- Оборудование и системы канализации должны быть испытаны и приняты в эксплуатацию.
- 2.4.35. Система канализации и очистные сооружения должны находиться в исправном состоянии и эксплуатироваться в соответствии с требованиями настоящих Правил, Правил техники безопасности и инструкций, разрабатываемых и утверждаемых производственными подразделениями.
- 2.4.36. Газовый конденсат, нефтесодержащие стоки, ядовитые вещества необходимо собирать, обезвреживать и очищать только в локальных очистных установках перед сбросом канализационных вод в системы общей канализации.
- Локальные очистные установки должны содержаться в исправном состоянии и эксплуатироваться в соответствии с местными инструкциями.
- 2.4.37. Ответственность за техническое состояние систем газо-, тепло- и водоснабжения, вентиляции и канализации возлагается на руководителей соответствующих цехов, участков, служб, групп, бригад приказом по подразделению.

2.5. Обеспечение охраны объектов и сооружений

2.5.1. Для предотвращения несанкционированного проникновения посторонних лиц на территорию объектов газовой промышленности, могущих нарушить технологический режим эксплуатации газопроводных систем, объекты ОАО "Газпром" должны быть оборудованы защитными ограждениями и системами охранной сигнализации.

2.5.2. Структура системы охраны (физическая защита, контроль доступа, охранная

сигнализация, телевизионное наблюдение, методы пресечения действий злоумышленников и др.), выбор конфигурации, состав средств и их технические характеристики должны определяться, исходя из назначения объекта и режима его работы, оперативной обстановки в районе расположения объекта и согласования со службой безопасности ОАО "Газпром".

2.5.3. Ограждения территории объектов и сооружений могут быть выполнены из железобетонных панелей или секционированной сетки-рабицы.

2.5.4. Для защиты от проникновения через ограждения территории должны применяться периметральные системы охранной сигнализации. Для контроля доступа в производственные помещения используются внутриобъектные системы охранной сигнализации.

2.5.5. Приборы и устройства охранной сигнализации, устанавливаемые на объектах ОАО "Газпром", должны иметь сертификат ГУВО МВД РФ.

2.5.6. Для защиты периметра территории объекта или сооружения следует применять системы охранного назначения, невосприимчивые к промышленным и природным (грозовые разряды и т.п.) электромагнитным помехам.

2.5.7. Периметральными системами охраны должны быть оснащены:

на линейной части:

крановые площадки;

надземные переходы;

узлы пуска и приема очистных устройств;

газоизмерительные станции;

на компрессорных станциях, станциях охлаждения газа, ГРС:

общее ограждение территории;

узлы подключения КС;

на подземных хранилищах газа:

ограждение узлов управления;

газораспределительные пункты.

2.5.8. Сигналы тревоги, вырабатываемые датчиками и устройствами охранной сигнализации, должны поступать на пульта сбора информации, которые располагаются на объектах:

с выделенным караулом - в караульном помещении;

с дежурным персоналом - в помещениях дежурной смены;

работающих в автоматическом режиме - на ближайший диспетчерский пульт подразделения.

2.5.9. При получении сигнала тревоги дежурная смена или диспетчер действуют согласно должностной инструкции, разрабатываемой руководителем подразделения и утверждаемой руководителем Предприятия.

2.5.10. Монтаж, пусконаладка и техническое обслуживание систем охранной сигнализации, в том числе волоконно-оптических, осуществляется специализированными организациями, имеющими соответствующие лицензии.

2.5.11. Текущую техническую эксплуатацию средств охранной сигнализации осуществляет служба КИП и А совместно со службой безопасности структурного подразделения.

3. ЛИНЕЙНАЯ ЧАСТЬ

3.1. Общие требования

3.1.1. Требования настоящего раздела распространяются на линейную часть газопровода, состоящую из газопровода с ответвлениями и лупингами, запорной арматурой, переходами через естественные и искусственные препятствия, узлами подключения компрессорных станций, газоизмерительными станциями, пунктами регулирования давления газа, узлами пуска и приема очистных устройств, конденсатосборниками и устройствами для ввода метанола, емкостями для разгазирования конденсата, установками электрохимической защиты газопроводов от коррозии, линиями и сооружениями оперативно-технологической и диспетчерской связи, устройствами контроля и автоматики, системами телемеханики, системами электроснабжения линейных потребителей, противопожарными средствами, противоэрозионными и защитными сооружениями газопроводов, зданиями и сооружениями для обслуживания линейной части (дороги, вертолетные площадки, дома линейных обходчиков и т.п.), опознавательными знаками и сигнальными знаками обозначения трассы.

3.1.2. Линейная часть (ЛЧ) магистрального газопровода (МГ) должна обеспечивать поставку плановых и договорных объемов газа при выполнении следующих технологических операций:

очистка полости МГ от твердых и жидких примесей посредством пропуска очистных устройств или продувкой;

ввод метанола в полость МГ с целью предотвращения образования кристаллогидратов или их разрушения;

ввод ингибиторов коррозии в полость газопровода с целью предотвращения коррозии внутренней поверхности МГ;

перепуск газа из системы в систему с различным рабочим давлением;

перепуск газа между отдельными газопроводами на многониточных системах или пересекающимися газопроводами;

отключение и ввод в работу, в случае необходимости, отдельных участков газопроводов;

измерение расходов газа по магистральным газопроводам;

внутритрубная диагностика.

3.1.3. Эффективность и надежность эксплуатации ЛЧ газопроводов должны обеспечиваться следующими мерами:

постоянным контролем за состоянием ЛЧ газопроводов, обходами, объездами, облетом трассы с применением технических средств;

выполнением работ по внутритрубной дефектоскопии;

поддержанием в исправном состоянии ЛЧ газопроводов за счет своевременного выполнения ремонтно-профилактических работ, реконструкции;

поддержанием максимально возможной гидравлической эффективности;

своевременной модернизацией и реновацией морально устаревшего и изношенного оборудования;

соблюдением требований к охранной зоне и зоне минимально допустимых расстояний до населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений согласно Правилам охраны магистральных трубопроводов и СНиП 2.05.06-85* (табл. 4);

прогнозированием, своевременным предупреждением и ликвидацией аварийных ситуаций и аварий;

регулярным (согласно пункту 1.5.12 настоящих Правил) уведомлением руководителей организаций и населения о местоположении газопроводов и мерах безопасности.

3.1.4. На все газопроводы диаметром более 50 мм составляются паспорта по форме, указанной в Приложении 15 настоящих Правил, в двух экземплярах. Один экземпляр паспорта хранится в архиве, второй - у лица, ответственного (назначенного приказом по структурному подразделению) за эксплуатацию газопровода.

Необходимые записи по аварийно-восстановительному или планово-профилактическим работам, реконструкции или капитальному ремонту вносятся в оба экземпляра паспортов одновременно.

3.1.5. На газопроводы линейной части также должен составляться Формуляр Подтверждения величины разрешенного рабочего давления (РРД) в соответствии с требованиями ПБ-08-183-98 "Порядок оформления и хранения документации, подтверждающей безопасность величины максимально разрешенного давления при эксплуатации объекта магистрального трубопровода". См. Приложение 5 настоящих Правил.

3.2. Оформление линейной части

3.2.1. Предприятие и его подразделения обязаны принимать все необходимые меры для обеспечения минимально допустимых расстояний от газопроводов до населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений согласно СНиП 2.05.06-85* "Магистральные трубопроводы".

3.2.2. Технические условия на производство работ в охранной зоне газопроводов, разрешение на производство работ и контроль за их выполнением осуществляются структурными подразделениями Предприятия.

3.2.3. Линейная часть газопроводов должна быть обозначена столбиками высотой 1,5-2 м с опознавательными знаками на прямых участках в пределах видимости, но не реже, чем через 1000 м, а также на углах поворота газопроводов, с указанными на них километражем, фактической глубиной заложения, наименованием газопровода и номера телефона эксплуатирующей организации. На землях сельскохозяйственного пользования столбики устанавливаются только на границах полей, лесопосадок.

Если вдоль газопровода проходят воздушные линии связи, то для обозначения трассы

газопровода можно использовать опоры связи с указанием на них километража, глубины заложения, расстояния от опоры до оси газопровода.

Для закрепления трассы газопровода на местности вместо железобетонных столбиков можно использовать контрольно-измерительные колонки (КИК) катодной защиты. В этом случае КИК окрашиваются, как километровые столбики.

Километровые столбики должны быть окрашены в ярко-оранжевый или ярко-желтый цвет.

3.2.4. В местах пересечения газопроводов с железными и автомобильными дорогами всех категорий устанавливаются знаки "Осторожно газопровод" и "Остановка запрещена", запрещающие остановку транспорта на расстояниях от оси газопровода, указанных в табл. 4 СНиП 2.05.06-85* "Магистральные трубопроводы".

На многониточных переходах должна быть обозначена каждая нитка. Знаки, установленные на пересечениях с автомобильными, железными и водными путями, должны быть согласованы с их владельцами (ведомствами), и на основании этого подписываются двухсторонние акты.

3.2.5. Установка знаков обозначения ЛЧ МГ должна оформляться совместными актами землепользователей и подразделений Предприятия.

Дорожные знаки, запрещающие остановку транспорта, устанавливает владелец дороги по требованию организации, эксплуатирующей газопровод, и по согласованию с Госавтоинспекцией РФ.

3.2.6. Места пересечения газопроводов с другими надземными и подземными коммуникациями обозначаются знаками "Газопровод высокого давления". С владельцами коммуникаций разрабатываются и согласовываются мероприятия по взаимодействию в случаях аварийных ситуаций.

3.2.7. Подводные переходы газопроводов через судоходные и сплавные реки, а также каналы должны быть оборудованы знаками в соответствии с требованиями Устава внутреннего водного транспорта и иметь сигнальные огни, автоматически включающиеся в темное время суток. Сигнальные знаки устанавливаются Предприятием (организацией), эксплуатирующей газопроводы, по согласованию с бассейновыми управлениями водного пути (управлениями каналов) и вносятся последними в перечень судоходной обстановки и в лоцманские карты; трассы морских трубопроводов указываются в Извещениях мореплавателей и наносятся на морские карты.

3.2.8. Подводные переходы газопроводов через несудоходные преграды и овраги должны быть обозначены знаками обозначения трассы.

3.2.9. Знаки должны обеспечивать:

визуальное обнаружение газопровода при патрулировании любым способом;

определение местоположения газопровода при ведении работ в охранной зоне газопровода.

Каждый столбик оборудуется двумя плакатами:

первый - с информацией об охранной зоне, месте залегания и принадлежности газопровода - устанавливается вертикально;

второй - с указанием (в км) по трассе газопровода (для визуального поиска необходимых участков с воздуха) - устанавливается с небольшим наклоном к горизонтали (не более 30°) (Приложения 12, 13).

3.2.10. Все надземные переходы балочного типа, вне зависимости от их длины, должны быть оборудованы ограждениями, исключающими возможность перехода посторонних лиц по газопроводу, окрашены алюминиевой краской, иметь надписи и обозначения (в соответствии с Приложением 11) и дополнительную табличку "Проход запрещен".

3.2.11. При прокладке магистрального газопровода в тоннелях компенсаторы перед входом в тоннель должны быть перекрыты железобетонными настилами для защиты газопровода от камнепадов. Входы газопровода в тоннель должны быть закрыты ограждениями из металлической решетки или сетки, чтобы исключить возможность проникновения посторонних лиц в тоннель. Перед входами в тоннель на видных местах должны быть вывешены знаки безопасности и плакаты на русском и местном языках с надписями: "Вход посторонним запрещен. Взрывоопасно". За 50 м от входа в тоннель устанавливается знак "Курение и разведение огня запрещено". Тоннели должны обязательно иметь отводы родниковых и других вод.

3.2.12. На всех участках ЛЧ МГ, как правило, должна быть обеспечена возможность подъезда к газопроводу для выполнения профилактических, ремонтных и аварийных работ.

3.2.13. Для обеспечения подъезда к газопроводу на ЛЧ МГ с минимальными объездами крутые склоны оврагов, ручьев и небольших рек должны быть спланированы таким образом, чтобы через них мог пройти автотранспорт.

В местах объездов труднопроходимых участков должны быть установлены указатели направления и расстояния объезда.

3.2.14. Газопроводы, пересекающие водные преграды шириной более 50 м, оборудуются реперами, по отношению к которым выполняется высотная привязка результатов промеров при каждом обследовании перехода. Реперы устанавливаются в зоне, ограниченной горизонтом высоких вод (ГВВ), не ниже отметок 10%-ной обеспеченности. При ширине реки от 50 до 100 м допускается установка одного постоянного репера. При ширине реки свыше 100 м устанавливаются два и более репера.

3.2.15. Трубопровод и узлы пуска и приема очистных устройств должны быть оборудованы сигнальными приборами, устанавливаемыми, как правило, на линейных кранах и регистрирующими прохождение очистных устройств.

3.2.16. Кроме постоянных знаков у каждого линейного обходчика и в машинах линейно-эксплуатационной службы должны быть переносные предупредительные знаки для ограждения мест утечек газа, ремонтируемых участков, мест размыва газопровода и в других случаях.

3.2.17. Эксплуатирующая организация (подразделение Предприятия) совместно с заинтересованными организациями устанавливает места организованного переезда через газопроводы с целью исключения возможного их повреждения. Места переездов должны быть оформлены и оборудованы в соответствии с требованиями действующих СНиП.

3.2.18. Для защиты грунта под газопроводом от размыва на склонах оврагов и берегах рек необходимо предотвращать сток поверхностных вод вдоль оси газопровода, а также рост оврагов и промоин, расположенных в охранной зоне газопроводов.

Водопроемы газопроводов, расположенных в насыпях, дамбах, горах, должны поддерживаться в рабочем состоянии.

3.2.19. Подземные газопроводы не должны иметь оголенных участков, открытых шурфов, приямков и котлованов, за исключением периодов проведения текущих ремонтов и обследований. По окончании таких работ в недельный срок оголенные участки должны быть засыпаны.

3.2.20. Участки наземной и надземной прокладки магистральных газопроводов не должны иметь пересечений с ЛЭП.

3.2.21. Вдоль трассы магистральных газопроводов и отводов должны быть установлены километровые указатели, обеспечивающие возможность проведения их контроля при воздушном патрулировании.

3.3. Организация эксплуатации

3.3.1. Техническое и методическое руководство эксплуатацией линейной части газопроводов в газотранспортном предприятии осуществляют заместитель генерального директора по направлению деятельности и производственный отдел по эксплуатации магистральных газопроводов (ПО ЭМГ).

Техническое и административное руководство эксплуатацией конкретного участка газопровода осуществляется руководителем (начальником) подразделения в соответствии с установленным распределением обязанностей. Работами на линейной части газопроводов руководит начальник линейно-эксплуатационной службы (ЛЭС).

3.3.2. Основным производственным звеном подразделения по эксплуатации линейной части газопровода и установленного на ней оборудования является линейная эксплуатационная служба. В зависимости от местных условий и технического состояния газопроводов Предприятием могут предусматриваться и другие организационные формы обслуживания.

3.3.3. ЛЭС должна обеспечивать эффективную и безопасную эксплуатацию линейной части, оборудования, сооружений при своевременном выполнении технического обслуживания и ремонта, поддержание в готовности к работе закрепленных механизмов и транспортных средств, хранение и пополнение неснижаемого и аварийного запасов труб, оборудования и материалов, ликвидацию аварий и отказов в минимальные сроки, герметичность газопроводов и оборудования, предотвращение загрязнений окружающей среды, принимать участие в приемке законченных строительством газопроводов и осуществлять своевременное ведение технической документации и отчетности.

3.3.4. В состав ЛЭС могут входить ремонтно-эксплуатационные пункты (РЭП) и промышленные площадки. РЭП организуются по приказу Предприятия и могут функционировать как самостоятельно, так и под административно-техническим руководством начальников промплощадок. В последнем случае начальник ЛЭС осуществляет

непосредственное руководство РЭП, а общее руководство - начальник промплощадки.

3.3.5. Задачи, обязанности службы и ответственность начальника ЛЭС определяются Положением о ЛЭС, которое разрабатывает Предприятие, согласовывая с соответствующими отделами Предприятия; утверждает положение руководитель Предприятия.

3.3.6. Эксплуатация, техническое обслуживание и ремонт газораспределительных станций (ГРС), домов обходчиков, аварийно-ремонтных пунктов осуществляются, как правило, линейно-эксплуатационными службами в соответствии с распределением сооружений, объектов и границ их обслуживания в подразделении.

3.3.7. В зависимости от принятой системы технического обслуживания и ремонта в состав ЛЭС могут входить участки, группы или специалисты по электрохимзащите, контрольно-измерительным приборам и автоматике (КИП и А) и телемеханике.

3.3.8. Для оперативного устранения аварий, выполнения трудоемких восстановительных и других работ на магистральных газопроводах Предприятием могут быть созданы аварийно-восстановительные поезда (АВП). Места дислокации, порядок подчиненности, взаимоотношения с другими структурными подразделениями устанавливаются положением об АВП, которое разрабатывается Предприятием.

3.3.9. ЛЭС должна выполнять работы по получению, хранению и заливке метанола в газопровод и на ГРС в соответствии с действующей инструкцией. Заливка метанола в газопровод должна осуществляться по распоряжению диспетчерской службы Предприятия.

3.3.10. ЛЭС должна выполнять работы по получению, транспортировке, хранению, и своевременной заливке одоранта на ГРС и газораспределительных пунктах (ГРП) в соответствии с инструкцией, разработанной и утвержденной подразделением.

3.3.11. Технический надзор за качеством строительства, капитального ремонта, реконструкции и технического перевооружения объектов линейной части должен осуществляться ЛЭС и специальной службой Заказчика.

В отдельных случаях, определяемых Предприятием, обеспечение технического надзора может возлагаться на работников других специализированных предприятий и организации, имеющих соответствующие лицензии.

3.3.12. Подключение к действующим газопроводам других газопроводов или объектов должно выполняться по распоряжению ПДС Предприятия после согласования с местными органами Газнадзора силами ЛЭС или другими подразделениями Предприятия. При необходимости, для выполнения этих работ Предприятие привлекает сторонние организации. В последнем случае ЛЭС должна обеспечивать отключение участка газопровода, выпуск газа, другие работы, исключая подачу газа. образование взрывоопасной смеси или разлив конденсата в зоне работ. Работы должны выполняться по утвержденному плану их проведения, разработанному в соответствии с Типовой инструкцией по безопасному ведению огневых работ на газовых объектах ОАО "Газпром".

3.4. Техническое обслуживание и ремонт

3.4.1. Техническое обслуживание и текущий ремонт должны осуществляться линейно-эксплуатационными службами (ЛЭС) по принадлежности объектов.

Аварийно-восстановительные поезда (АВП) могут быть использованы для технического обслуживания и ремонта по распоряжению Предприятия. Методическое руководство техническим обслуживанием и ремонтом (в том числе капитальным) осуществляется производственным отделом Предприятия.

3.4.2. Для выполнения специальных видов работ по техническому обслуживанию и ремонту могут привлекаться специализированные подразделения газотранспортного предприятия и других предприятий.

3.4.3. На Предприятие, обслуживающее линейную часть газопроводов, возлагают следующие обязанности:

периодический осмотр газопроводов и их сооружений для выявления утечек, неисправностей, отказов и т.д.;

диагностика технического состояния газопроводов;

содержание трассы, охранной зоны и сооружений в состоянии, отвечающем требованиям настоящих Правил, Правил охраны магистральных трубопроводов, Правил безопасности при эксплуатации магистральных трубопроводов;

контроль за состоянием переходов через искусственные и естественные препятствия;

подготовка к эксплуатации и заполнению газом вновь вводимых в эксплуатацию

газопроводов и очистка полости действующих;

врезка в газопроводы отводов для подключения новых объектов, реконструкция узлов перемычек и т.п.;

поддержание в исправном состоянии аварийной техники, механизмов, приспособлений, своевременное их пополнение;

текущее обслуживание, текущий ремонт газопроводов, ликвидация аварий и аварийных ситуаций;

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

периодическое (один раз в квартал) проведение учебно-тренировочных занятий с отработкой технологии ликвидации аварий в целях готовности техники и персонала к выполнению таких работ;

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

содержание вертолетных площадок, взлетно-посадочных полос и пунктов заправки авиационной техники;

соблюдение границ отведенных земельных участков под объекты газопроводов;

поддержание в исправном состоянии средств линейной телемеханики и КИП, их своевременный ремонт и модернизация.

3.4.4. Система технического обслуживания и ремонта разрабатывается Предприятием и должна предусматривать: осмотр и обследование технического состояния; техническое обслуживание; текущий ремонт; капитальный ремонт; испытания (переиспытания); сбор, обработку и анализ информации о техническом состоянии; выполнение мероприятий по повышению эффективности, надежности и безопасности.

3.4.5. При плановом осмотре проверяют охранную зону и зону минимальных расстояний, переходы через водные преграды, реперные знаки, овраги, железные и автомобильные дороги, крановые площадки и площадки аварийных запасов труб, узлы приема и пуска очистных устройств, вдольтрассовые проезды, подъезды к газопроводам, мосты, дамбы, переезды через газопроводы, водопропускные и другие сооружения, вдольтрассовые линии связи и электропередач, сохранность трансформаторных подстанций и КП ТМ, знаки обозначений трассы, знаки судоходной обстановки, пересечения газопроводов с коммуникациями сторонних организаций (ЛЭП, нефтепродуктопроводами и т.п.), наличие несанкционированных работ в охранной зоне газопроводов и зоне минимально допустимых расстояний.

3.4.6. Целью осмотра должно быть: определение технического состояния оборудования и коммуникаций, обнаружение нарушений настоящих Правил, Правил охраны магистральных трубопроводов, выявление утечек, предаварийных состояний и аварий, других неполадок и повреждений, выявление аварий на близлежащих сооружениях и объектах, реально угрожающих целостности или нормальной эксплуатации газопровода.

3.4.7. Обнаруженные при осмотрах нарушения, повреждения и отказы должны регистрироваться в журнале осмотра линейной части газопроводов и предоставляться в отдел по эксплуатации ЛЧ МГ.

При обнаружении повреждений, характер и размеры которых по оценке лица, выполняющего осмотр, могут привести к аварии, осмотр прекращают и принимают немедленные меры по предотвращению аварии.

3.4.8. Сроки проведения осмотров, их периодичность и объемы должны устанавливаться графиком, разработанным ЛПУМГ и утвержденным главным инженером Предприятия.

При определении сроков осмотра трасс газопроводов должны учитываться конкретные условия их эксплуатации, состояние газопровода, давление газа, состояние грунтового основания, пучинистость и просадочность грунтов, коррозионная активность грунтов, наличие блуждающих токов, характер местности, время года, а также вид патрулирования и т.д.

Плановые осмотры должны производиться не реже двух раз в год (весна-осень).

Сроки обхода трасс газопроводов должны ежегодно пересматриваться с учетом изменения условий эксплуатации и накопленного в процессе эксплуатации опыта.

3.4.9. Осмотры, как правило, выполняются с использованием транспортных средств: вертолетов, самолетов, автотранспорта или пешим обходом. Способы осмотров устанавливает руководство подразделения Предприятия.

Воздушное патрулирование должно производиться в соответствии с Типовым положением о воздушном патрулировании трасс магистральных газопроводов и газопроводов-отводов (Приложение 17).

3.4.10. Обследования выполняются с применением технических средств и оборудования для оценки технического состояния отдельных узлов, участков газопроводов или других объектов. В объем обследований входит осмотр ЛЧ МГ, газопроводов-отводов, мест разведения открытого огня (костры, сжигание стерни и т.д.), выявление нарушений охранной зоны и зоны минимально допустимых расстояний, наличия необорудованных переездов через газопроводы и т.д.

3.4.11. Целью обследования являются:

- выявление свищей и утечек газа;
- выявление коррозионных и эрозионных повреждений, трещин и других дефектов металла;
- измерение механических напряжений металла, деформаций и перемещений участков газопроводов;
- оценка состояния опор, креплений и других конструктивных элементов, воздушных переходов, узлов пуска и приема очистных устройств, газоизмерительных станций (расходомерных пунктов) и т.п.;
- определение технического состояния подводных переходов;
- определение глубины заложения подземных газопроводов;
- оценка гидравлической эффективности, определение местных гидравлических сопротивлений;
- определение возможностей прохождения очистных устройств (для участков, где такие устройства ранее не пропускались);
- электрометрическое обследование и шурфование с визуальной и инструментальной оценками состояния изоляции и металла трубы.

3.4.12. Программы и методики обследований разрабатываются Предприятием или специализированными организациями. Результаты обследования должны оформляться актами, которые должны храниться в линейно-эксплуатационной службе (ЛЭС) и в производственном отделе Предприятия. В случае обнаружения при обследовании нарушений ПТЭ МГ об этом должно быть сообщено в производственный отдел Предприятия.

3.4.13. Участки газопроводов, расположенные на пересечениях, вблизи объектов, в зоне минимальных расстояний, указанных в СНиП 2.05.06-85 табл. 4, а также вблизи охранных зон шлейфов и технологических коммуникаций, должны обследоваться на обнаружение утечек не реже одного раза в квартал.

Периодичность электрометрических исследований и шурфовок перечисленных выше участков устанавливается Предприятием с учетом их технического состояния.

3.4.14. Обследование на герметичность должно осуществляться с применением специальной аппаратуры для обнаружения утечек газа и определения их размеров. Периодичность обследования устанавливает Предприятие.

3.4.15. Ограждения, сооружения для сбора и хранения продуктов очистки должны иметь необходимый объем резервуара для приема продуктов очистки, быть исправными и исключать доступ посторонних лиц. На ограждении должны вывешиваться предупредительные плакаты и надписи.

3.4.16. О всех обнаруженных утечках газа необходимо немедленно сообщить диспетчеру подразделения.

Подразделение должно незамедлительно определить место и характер утечки, обеспечить необходимые меры безопасности (установку знаков, ограждений, охранных постов и т.п.). Сроки ликвидации утечки устанавливаются по согласованию с Предприятием.

3.4.17. Техническое состояние опор, креплений, оснований фундаментов и других конструктивных элементов, мест входа и выхода газопровода на надземных переходах, на узлах пуска и приема очистных устройств, газоизмерительных станций (расходомерных пунктах) определяют в соответствии с требованиями проекта и специальной инструкции силами ЛЭС. При этом должен производиться тщательный осмотр наружной поверхности газопроводов.

На надземных переходах обследования выполняются трижды: весной - после паводка, летом - в период максимальных температур воздуха и зимой - при минимальных температурах воздуха.

3.4.18. Состояние подводных переходов обследуется специализированной организацией в соответствии с требованиями и периодичностью, установленной Регламентом по обслуживанию подводных переходов на действующих магистральных газопроводах.

Переходы глубиной до 1,5 м (в межень) обследуются силами ЛЭС, как правило, в летний период и в соответствии с Регламентом.

Периодичность обследований устанавливается Предприятием исходя из условий эксплуатации.

3.4.19. Фактическая глубина заложения газопровода должна периодически контролироваться:

на пахотных землях - не реже одного раза в три года;
на пахотных - один раз в год перед весенними посевными работами.

Контроль проводится через каждые 500 м и в характерных точках. Особое внимание необходимо уделять местам возможных изменений рельефа местности: оползням, размывам, просадкам грунта и т.п. На участках с глубиной заложения газопровода менее 0,8 м до верхней образующей трубы должны предусматриваться и выполняться дополнительные меры по обеспечению сохранности газопровода (обваловка и т.д.).

Оголение газопроводов, их провисание не допускаются. В этих случаях участок газопровода должен быть подвергнут капитальному ремонту и заглублен.

3.4.20. Обследования газопроводов, проложенных в районах распространения вечномёрзлых грунтов, дополнительно должны включать следующие работы:

- исследования состояния окружающих газопровод грунтов в разное время года (влажность, льдистость, плотность и т.д.);
- контроль глубины слоя сезонного протаивания и промерзания;
- контроль солифлюкционных и термокарстовых процессов в грунтах газопроводов и дорог;
- контроль термоэрозии и оврагообразования грунтов газопровода и дорог;
- контроль теплового взаимодействия газопроводов с промерзающими, оттаивающими, тальми и мерзлыми грунтами.

3.4.21. При обследовании газопроводов, проложенных в горных местностях, детально должны обследоваться участки переходов подземного трубопровода в надземный, места возникновения эрозионных и оползневых процессов, места поворота трубопровода в плане и по вертикали.

3.4.22. Участки газопроводов, проложенных в подвижных песках и дамбах, обследуют один раз в год.

3.4.23. По результатам обследований ЛЭС составляет график выполнения ремонтных работ. Работы, требующие отключения участков газопроводов и ГРС, планируются Предприятием по заявкам подразделений в составе комплекса ремонтных работ.

3.4.24. В ходе обследований проверяют водопропускные сооружения и устройства, периодически подтопляемые территории, прилегающие к газопроводам, состояние откосов, каменных набросов и облицовок в местах переходов и пересечений с водными преградами и оврагами, места возможных размывов.

3.4.25. При проведении обследований (осмотров) газопроводов, проложенных через автомобильные и железные дороги в защитных футлярах (кожухах), должен проводиться оперативный анализ воздушной среды из межтрубного пространства с помощью переносного газоанализатора на наличие углеводородов - два раза в год.

Проверка электрического контакта между трубой и футляром проводится не менее одного раза в год.

3.4.26. Текущим ремонтом следует считать работы по поддержанию линейной части и ее оборудования в исправном состоянии без прекращения подачи газа, работы по повышению надежности и безопасности эксплуатации силами работников ЛЭС.

3.4.27. В объем текущих ремонтных работ должны включаться работы, не предусматриваемые в планах капитального ремонта газопроводов, выявленные в ходе осмотров, обследований и технического обслуживания линейной части, крановых площадок, переходов и пересечений узлов приема и пуска очистных устройств, площадок и зон, прилегающих к ним.

3.4.28. Подразделения должны составлять годовые планы-графики выполнения текущего ремонта, которые должны быть представлены в Предприятие для утверждения.

В планы-графики текущего ремонта в течение календарного года могут быть внесены дополнения по результатам выполненных осмотров, обследований, испытаний.

Сокращение объемов работ, предусмотренных утвержденным планом текущего ремонта, допускается только по согласованию с Предприятием.

3.4.29. Работы по текущему ремонту должны включать:

- восстановление обозначения трассы;
- ремонт изоляционных покрытий газопровода протяженностью до 500 м, в том числе ремонт изоляции в месте выхода газопровода из грунта, который должен осуществляться не реже одного раза в три года, на расстоянии до 1,5 м по обе стороны от границы земля-воздух;
- замену труб на отдельных участках газопроводов;
- наплавку каверн стенок труб;
- подсыпку площадок;
- ремонт ограждений крановых площадок, площадок пуска и приема очистных устройств,

метанольниц, амбаров и т.п.;

восстановление дорог для вдольтрассового проезда и переездов через газопровод, подъездов к крановым площадкам и площадкам аварийного запаса труб;

восстановление проектной глубины заложения газопровода, устранения оголенных и мелкозаложённых участков газопроводов;

закрепление подвижных песков;

выполнение работ по предотвращению образований оврагов, размывов и просадок грунта, восстановлению дамб;

восстановление предусмотренной проектом или инструкцией обваловки, ликвидацию неорганизованных переездов;

вырубку деревьев и кустарников по трассе газопроводов и отводов;

ремонт водопропускных сооружений и берегоукрепительных устройств, ремонт или восстановление стеллажей с аварийным запасом труб, пополнение и праймирование аварийного запаса, обновление надписей, нумерации и обозначений;

ремонт вертолетных площадок, площадок (стоянок) аварийной техники, территорий и зданий ЛЭС;

устранение утечек газа и свищей, замену запорной арматуры и соединительных деталей;

устранение выпучиваний, всплываний, гофр, ремонт фундаментов, опор креплений и других конструктивных элементов воздушных переходов, надземных участков газопроводов, камер пуска и приема очистных устройств, конденсатосборников, узлов сбора и хранения загрязнений, газоизмерительных станций (расходомерных пунктов);

3.4.28. Подразделения должны составлять годовые планы-графики выполнения текущего ремонта, которые должны быть представлены в Предприятие для утверждения.

В планы-графики текущего ремонта в течение календарного года могут быть внесены дополнения по результатам выполненных осмотров, обследований, испытаний.

Сокращение объемов работ, предусмотренных утвержденным планом текущего ремонта, допускается только по согласованию с Предприятием.

3.4.29. Работы по текущему ремонту должны включать:

восстановление обозначения трассы;

ремонт изоляционных покрытий газопровода протяженностью до 500 м, в том числе ремонт изоляции в месте выхода газопровода из грунта, который должен осуществляться не реже одного раза в три года, на расстоянии до 1,5 м по обе стороны от границы земля-воздух;

замену труб на отдельных участках газопроводов;

наплавку каверн стенок труб;

подсыпку площадок;

ремонт ограждений крановых площадок, площадок пуска и приема очистных устройств, метанольниц, амбаров и т.п.;

восстановление дорог для вдольтрассового проезда и переездов через газопровод, подъездов к крановым площадкам и площадкам аварийного запаса труб;

восстановление проектной глубины заложения газопровода, устранения оголенных и мелкозаложённых участков газопроводов;

закрепление подвижных песков;

выполнение работ по предотвращению образований оврагов, размывов и просадок грунта, восстановлению дамб;

восстановление предусмотренной проектом или инструкцией обваловки, ликвидацию неорганизованных переездов;

вырубку деревьев и кустарников по трассе газопроводов и отводов;

ремонт водопропускных сооружений и берегоукрепительных устройств, ремонт или восстановление стеллажей с аварийным запасом труб, пополнение и праймирование аварийного запаса, обновление надписей, нумерации и обозначений;

ремонт вертолетных площадок, площадок (стоянок) аварийной техники, территорий и зданий ЛЭС;

устранение утечек газа и свищей, замену запорной арматуры и соединительных деталей;

устранение выпучиваний, всплываний, гофр, ремонт фундаментов, опор креплений и других конструктивных элементов воздушных переходов, надземных участков газопроводов, камер пуска и приема очистных устройств, конденсатосборников, узлов сбора и хранения загрязнений, газоизмерительных станций (расходомерных пунктов);

ремонт подводных переходов глубиной до 1,5 м (в межень) и переходов через овраги;

ремонт складов для хранения метанола, одоранта, неснижаемого и аварийного запаса

материалов и оборудования;

восстановление вытяжных свечей футляров, ограждений воздушных переходов;

восстановление системы охраны оборудования и сооружений.

3.4.30. Для закрепления (стабилизации положения поверхности) движущихся песков рекомендуется применять методы:

инженерной мелиорации;

технической мелиорации;

фитомелиорации.

3.4.31. Методы инженерной мелиорации включают в себя создание сети оросительных каналов для принудительного увлажнения (обводнения) сухого грунта.

3.4.32. Техническая мелиорация заключается в искусственном повышении устойчивости грунтов. Это достигается введением в грунт закрепляющих растворов и добавок, стабилизирующих поверхность грунта. Растворы и добавки должны пройти экологическую экспертизу и быть признанными экологически чистыми, иметь сертификаты.

3.4.33. Рекомендуется применять следующие растворы и добавки:

органические (нефть и побочные нефтепродукты, отходы нефтепроизводства);

ранулометрические и минеральные (глина, цемент, известь, шлаки, зола и т.д.);

химические (синтетические смолы и латексы, силикаты, нерозин, полимеры в виде пленок и жидкостей и т.д.).

3.4.34. Фитомелиорация заключается в высадке растений - грунтоукрепителей (кандым, черкез, саксаул и др.). Для достижения большого эффекта черенки растений рекомендуется предварительно обрабатывать ростовыми стимуляторами.

3.4.35. Мощность (толщина) монолитного покрытия зависит от генезиса и плотности (фильтрационных свойств) обрабатываемого грунта.

3.4.36. Эффективность противозрозионного закрепления движущихся песчаных грунтов рекомендуется оценивать по следующим показателям (во времени):

прочность на одноосное раздавливание;

динамическая устойчивость под воздействием внешних механических разрушающих факторов;

ветроустойчивость;

водоустойчивость (размокаемость).

При прохождении трассы газопровода вблизи населенных пунктов необходимо учитывать и показатель запыленности воздуха.

3.4.37. Конкретный метод закрепления песков следует принимать в зависимости от местных условий и возможностей эксплуатационных организаций.

3.4.38. Необходимость, объемы и сроки выполнения капитального ремонта линейной части газопровода и их участков определяет Предприятие по результатам осмотра, обследований, комплексной диагностики технического состояния, прогнозируемым режимам транспортировки газа, установленным предельным рабочим давлениям, по результатам анализа эксплуатационной надежности с учетом местных условий и требований безопасности.

3.4.39. Капитальный ремонт подводных переходов осуществляется в соответствии с действующей нормативно-технической документацией силами специализированных предприятий (организаций) по проектам, разработанным организациями, имеющими лицензии на данный вид деятельности. Капитальный ремонт подводных переходов через реки и ручьи глубиной (в межень) до 1,5 м может быть выполнен силами Предприятия.

3.4.40. Капитальный ремонт линейной части осуществляется в соответствии с действующими Правилами капитального ремонта магистральных газопроводов и другими нормативными документами по строительству трубопроводов, безопасному ведению огневых и газоопасных работ и т.п.

3.4.41. Для сигнализации и защиты магистральных газопроводов от превышения давления системы автоматической защиты на КС должно устанавливаться следующие значения превышения давления: сигнализации - 0,05-0,1 МПа (0,5-1,0 ати), защиты 0,1-0,15 МПа (1,0 - 1,5 ати), согласно паспортам заводов - изготовителей нагнетателей.

3.4.42. Оборудование для очистки полости газопровода должно обеспечивать выполнение необходимых технологических операций по пуску и приему очистных устройств и средств внутритрубной дефектоскопии, контролю за прохождением его по участку, сбору и хранению выносимых из газопровода загрязнений.

3.4.43. Конструкция очистных устройств должна исключать возможность перетока через него загрязнений при движении устройств по всей длине очищаемого участка.

3.4.44. Очистка полости газопровода должна выполняться по специальной, разрабатываемой Предприятием инструкции, которая должна предусматривать:

- организацию работ по пропуску очистного устройства;
- технологии пуска и приема очистного устройства;
- методы и средства контроля за прохождением очистного устройства;
- требования безопасности и противопожарные мероприятия.

3.4.45. Сроки и периодичность пропуска очистных устройств определяют исходя из фактического гидравлического состояния участков газопровода ПДС Предприятия.

3.4.46. При обнаружении утечки вблизи населенного пункта, железных и автомобильных дорог дополнительно должны быть приняты меры: по предупреждению жителей населенного пункта об опасности; по прекращению движения транспорта в сторону газопровода; по организации, в случае необходимости, объезда по автомобильной дороге, расположенной вблизи места утечки; по прекращению движения поездов при наличии угрозы железнодорожному транспорту; по организации постоянного дежурства линейного персонала на опасных направлениях; по устранению утечки в кратчайший срок.

3.4.47. Магистральные газопроводы Ду 500 мм и выше перед вводом в эксплуатацию должны проходить внутритрубную дефектоскопию (приказ ОАО "Газпром" № 121 от 11.08.92.).

3.4.48. Переиспытания магистральных газопроводов следует проводить в соответствии с требованиями Типового регламента по переиспытанию действующих магистральных газопроводов диаметром 1420 мм, подверженных стресс-коррозии, специальной инструкции на проведение переиспытаний, разрабатываемой газотранспортным Предприятием, а также действующими нормативными документами, регламентирующими вопросы безопасности эксплуатации магистральных газопроводов.

3.5. Транспортные технические средства

3.5.1. Линейно-эксплуатационная служба (ЛЭС) должна быть оснащена необходимыми транспортными средствами, строительными и ремонтными механизмами, материалами, инструментами и инвентарем в соответствии с действующим нормативным табелем оснащения ЛЭС магистральных газопроводов.

3.5.2. Транспорт, механизмы и оборудование, предназначенные для выполнения аварийно-восстановительных работ, должны находиться в постоянной исправности и готовности к немедленному выезду и применению. Использовать данную технику на хозяйственных работах запрещается.

3.5.3. Приказом по подразделению, согласованному с Предприятием, все транспортные средства, ремонтно-строительные механизмы и машины должны быть разделены на хозяйственные, аварийные и для ремонтно-профилактических работ; закреплены персонально за работниками ЛЭС, которые несут ответственность за содержание их в исправном состоянии, укомплектованность и постоянную готовность к использованию по назначению.

3.5.4. Аварийные автомобили оснащаются оборудованием, материалами, инструментами и инвентарем в соответствии с табелем оснащенности, утвержденным руководством Предприятия, применительно к местным условиям.

3.5.5. Аварийные, транспортные и ремонтно-строительные машины и механизмы должны быть зарегистрированы в установленном порядке в органах Госавтоинспекции.

3.5.6. Разрешение на выезд аварийной техники ЛЭС и аварийно-восстановительных поездов (АВП) для ликвидации аварийных ситуаций на газопроводах, дается производственным отделом Предприятия. Разрешение на выезд аварийной техники во время проведения аварийно-тренировочных выездов дает руководитель структурного подразделения.

3.6. Аварийный запас

3.6.1. Аварийный запас труб (АЗТ), трубопроводной арматуры, оборудования, соединительных деталей, горюче-смазочных и других материалов предназначен и должен использоваться для ликвидации аварий. Аварийный запас может по распоряжению руководства Предприятия использоваться при переиспытаниях газопроводов, для ликвидации отказов и для текущего ремонта.

3.6.2. По мере использования аварийный запас должен немедленно восполняться в установленных объемах, но не ниже нормируемого неснижаемого запаса труб, арматуры, соединительных деталей, горюче-смазочных и других материалов.

Порядок пополнения, хранения, учета и отчетности подразделений по использованию аварийного запаса труб регламентируется Инструкцией о порядке хранения, использования и пополнения неснижаемого АЗТ и Нормами аварийного запаса труб, утвержденными Мингазпромом 12.10.77 г.

3.6.3. Марка и толщины стенок труб аварийного запаса должны соответствовать аналогичным параметрам эксплуатируемых труб.

3.6.4. Трубы аварийного запаса должны иметь на внутренней поверхности маркировку, содержащую данные об их длине, диаметре, толщине стенки и марке стали, заводские номера труб и сертификаты.

3.6.5. Пункты хранения аварийного запаса труб располагаются вдоль трассы газопровода, на площадках КС, в местах расположения узловых и базовых пунктов ЛЭС, в районе расположения крановых узлов, в местах, удобных для подъезда, свободной погрузки и разгрузки. Земельный участок под АЗТ отводится в установленном порядке.

3.6.6. Периодически, но не реже, чем два раза в год, подразделения должны проводить осмотр аварийного запаса труб. По мере необходимости должны выполняться работы по ремонту стеллажей, праймирование, скашивание растительности и т.п.

3.6.7. Аварийный запас арматуры, соединительных деталей, пригрузов, материалов должен храниться в подразделениях Предприятия. Номенклатура и объемы запасов устанавливаются Предприятием для каждого подразделения с учетом потребностей КС, ПХГ и ГРС.

3.6.8. Трубы, соединительные детали, электроды, изоляционные материалы аварийного запаса должны иметь документы (сертификаты, паспорта), подтверждающие возможность их применения на магистральных газопроводах.

3.6.9. Изоляционные покрытия, используемые при аварийно-восстановительных работах на газопроводах, должны иметь сертификат с указанием марки покрытия, партии, срока и порядка его нанесения (для труб, изолируемых в условиях трассы), предельной температуры эксплуатации.

3.6.10. Замену неиспользованного аварийного запаса изоляционных материалов необходимо производить по истечении 75% времени их допустимого хранения в соответствии с действующими нормативными материалами.

3.6.11. При наличии на газопроводе узлов очистки независимо от числа ниток и протяженности участка следует предусматривать аварийный запас камер пуска и приема очистных устройств - по одному комплекту каждого типоразмера на каждое газотранспортное Предприятие.

3.6.12. Количество и типоразмеры неснижаемого запаса очистных устройств уточняются организацией, эксплуатирующей газопровод, в зависимости от характера и интенсивности загрязнения полости и частоты циклов очистки.

3.6.13. Аварийный запас труб должен быть уложен на стеллажах под наклоном 1-2 градуса по вертикали для предотвращения скапливания воды внутри труб АЗТ.

3.7. Техническая документация

3.7.1. Линейно-эксплуатационная служба должна иметь следующую техническую документацию:

- копии актов отвода земельных участков под трассу газопроводов, РЭП, дома линейных ремонтников и других сооружений, обслуживаемых ЛЭС, и другие юридические документы на право пользования землей;
- исполнительную техническую документацию на линейную часть газопровода;
- утвержденные руководством подразделения технические схемы обслуживания участка магистрального газопровода с ситуационным планом местности (переходы через реки и овраги, вдольтрассовые дороги, ближайшие населенные пункты, пересечение газопроводов с другими подземными и надземными коммуникациями, автомобильными и железными дорогами, места хранения аварийного запаса труб, места расположения объектов и средств электрохимической защиты и т.д.);
- технические паспорта на магистральный газопровод;
- паспорта на подводные переходы;
- паспорта основного оборудования и сосудов, работающих под давлением;
- формуляр Подтверждения разрешенного рабочего давления;
- заводские инструкции на аварийную технику;
- заводские инструкции на эксплуатацию оборудования и механизмов; технические акты о

нанесении фактического положения газопроводов на карты землепользователей;

- другую нормативно-техническую документацию, установленную Предприятием (в том числе компьютерный банк данных).

3.7.2. Служба ЛЭС должна иметь следующую оперативную документацию:

журнал осмотра трассы газопровода;

журнал ремонтных работ;

план сбора аварийной бригады;

журнал учета выездов аварийных машин;

технические акты по расследованию отказов, повреждений и аварий;

документацию по хранению одоранта;

акты технического обследования и испытаний газопроводов и оборудования;

нормативно-техническую базу данных;

журнал осмотра переходов под автомобильными и железными дорогами и водными преградами.

3.7.3. В исполнительную документацию и технические паспорта газопроводов должны своевременно вноситься изменения, связанные с реконструкцией, аварийным и капитальным ремонтом, пересечением газопровода новыми коммуникациями, а также изменениями в зоне минимально допустимых расстояний.

3.8. Техническая диагностика газопроводов

3.8.1. Основной задачей технической диагностики ЛЧ МГ является своевременное выявление изменений ее технического состояния: условий взаимодействия с окружающей средой, оценка остаточного ресурса газопровода, а также выбор наиболее эффективных способов ремонта и мероприятий для обеспечения безопасной эксплуатации и надежной работоспособности ЛЧ МГ.

Планирование и проведение работ по технической диагностике должно осуществляться в соответствии с "Положением по организации и проведению комплексного диагностирования линейной части магистральных газопроводов ЕСГ".

3.8.2. Диагностическое обслуживание ЛЧ МГ выполняется как силами газодобывающих и газотранспортных предприятий, так и специализированными сервисными организациями. Комплекс диагностических мероприятий, проводимых на стадии эксплуатации газопровода, включает:

обзорные наблюдения, в том числе аэро- и фотосъемку, оптический и лазерный мониторинг утечек газа и др.;

контроль и измерение параметров в реальном масштабе времени (мониторинг) с помощью стационарных встроенных датчиков;

периодические приборные обследования, в том числе интенсивные электрометрические измерения, геодезическое позиционирование газопроводов, контроль подводных переходов, определение напряженно-деформированного состояния и др.;

периодические внутритрубные обследования, в том числе контроль геометрии трубы, ее коррозионного состояния, выявление трещин и др.;

оценку технического состояния ЛЧ МГ на основе обобщения результатов наблюдений, проведенных обследований, ретроспективного анализа возникавших отказов и аварий;

прогнозирование остаточного ресурса работы контролируемого участка газопровода;

прогнозирование безаварийной работы газопровода с выдачей рекомендаций по проведению выборочного ремонта и реконструкции газопроводов;

создание банков данных по диагностированию объектов газотранспортных систем.

3.8.3. Работы по диагностическому обслуживанию ЛЧ МГ проводятся на основании ежегодного Плана проведения диагностики газопроводов ОАО "Газпром". Указанный план составляется и утверждается ОАО "Газпром", исходя из необходимой периодичности диагностики технического состояния участков газопроводов, обеспечения их надежной и безопасной эксплуатации.

3.8.4. Объектные планы технической диагностики ЛЧ МГ должны составляться каждым ЛПУМГ непосредственно после пуска объекта в эксплуатацию и ежегодно корректироваться на протяжении всего периода эксплуатации объекта, исходя из его технического состояния. Такие планы должны включать:

патрулирование;

диагностический контроль качества и полноты ТО или ремонта;

комплексные диагностические обследования (в начальный период эксплуатации,

периодические освидетельствования технического состояния ЛЧ, переиспытания, специальные диагностические исследования);

постоянные диагностические измерения технических и технологических параметров трубопровода.

3.8.5. Планом технической диагностики должны устанавливаться:

цели диагностических работ;

методы и средства диагностики;

объемы, периодичность и порядок проведения диагностических работ, в том числе на этапе ранней диагностики;

исполнители, форма отчетности;

экономическое обоснование выбранной стратегии диагностического контроля.

3.8.6. При разработке планов технической диагностики ЛЧ МГ и установлении ее сроков, периодичности и объемов должны учитываться следующие факторы:

особенности района расположения трубопровода, конструкция трубопровода, его участков и элементов, возраст объекта;

взрыво- и пожароопасность транспортируемого по трубопроводу продукта;

техническое состояние объекта на момент планирования;

эффективность и стоимость средств диагностики, затраты на проведение самих диагностических исследований.

3.8.7. При необходимости снижения производительности участка газопровода для его диагностирования сроки проведения работ и порядок изменения технологического режима должны быть согласованы с Центральным производственно-диспетчерским управлением ОАО "Газпром".

3.8.8. На основе имеющейся диагностической информации Предприятия составляют ежеквартальные и годовые отчеты о техническом состоянии ЛЧ МГ, которые направляют в центры диагностики и ОАО "Газпром".

3.8.9. При оценке технического состояния действующих трубопроводов необходимо использовать комплексную диагностику.

Комплексная диагностика должна проводиться в первую очередь на потенциально опасных участках, которые выделяются на основе анализа:

проектной, исполнительной и эксплуатационной документации;

информационных материалов по ранее выполненным исследованиям природно-технических условий трассы и прилегающей местности, литературных источников;

материалов аэросъемочных работ;

отчетов по дефектоскопии;

данных предыдущего наземного контроля.

3.8.10. Как потенциально опасные следует выделять :

участки трассы с наиболее сложными мерзлотными инженерно-геологическими и технологическими условиями, к которым следует относить :

участки, сложенные сильнольдистыми (суммарной льдистостью более 0,4), пучинистыми грунтами и подземными льдами;

участки трассы, расположенные на границе между тальми и вечномерзлыми грунтами;

участки трассы с наиболее высокими эксплуатационными нагрузками и воздействиями на трубопровод;

косогоры с льдонасыщенными грунтами;

оползневые участки;

пересечение селевых потоков;

участки на подрабатываемых территориях;

всплывшие участки и арки;

воздушные и подводные переходы;

пересечение трубопроводов;

переходы под железными и автомобильными дорогами;

технологические трубопроводы компрессорных станций;

конструктивные узлы - перемычки, крановые узлы, компенсаторы, отводы;

участки с дефектами (по результатам дефектоскопии).

3.8.11. На потенциально опасном участке газопровода должен проводиться комплекс диагностических работ, включающий в себя:

рекогносцировочное обследование трассы газопровода;

определение действительного положения трубопровода и величин перемещения труб в плане

и по глубине;

определение толщин стенок труб и напряженного состояния трубопровода в различных сечениях;

определение состояния изоляционного покрытия и основных характеристик защищенности трубопровода от коррозии;

определение физико-механических характеристик грунтов, окружающих трубопровод, и величин отрицательной или положительной плавучести труб;

определение внешних силовых воздействий на трубопровод на участках различных категорий;

определение внутреннего давления и температуры стенок труб в контролируемые сечениях.

3.8.12. Все контролируемые параметры после определения их начальных значений при последующих измерениях контролируются, как правило, в одних и тех же сечениях, за исключением случаев возникновения неожиданных проявлений аварийного состояния газопровода между сечениями, в которых осуществлялся контроль.

3.8.13. Проведение внутритрубных обследований регламентируется в ОАО "Газпром" Инструкцией по внутритрубной инспекции трубопроводных систем и осуществляется в соответствии с Планом проведения внутритрубной дефектоскопии.

Периодичность проведения внутритрубных обследований зависит от технического состояния и внешних условий (грунтовых, климатических, геологических, гидрологических и др.) для каждого конкретного участка газопровода. По окончании строительства новых газопроводов, но не позднее первого года эксплуатации, необходимо выполнить работы по их внутритрубному обследованию. Средний срок повторного обследования газопроводов средствами внутритрубной диагностики - 5 лет.

3.8.14. В случае выявления средствами внутритрубной дефектоскопии недопустимых дефектов трубопроводов (глубокие вмятины, гофры, трещины, сильная коррозия) работы по устранению дефектов выполняются незамедлительно.

3.8.15. Предприятия, осуществляющие эксплуатацию ЛЧ МГ, несут ответственность за достоверность и сохранность информации, полученной в процессе проведения технической диагностики.

3.8.16. На основании проведенных диагностических обследований проводится оценка технического состояния ЛЧ МГ и прогнозируется ее работоспособность. По результатам проведенного анализа формируются заявки на включение рекомендуемых участков газопровода в план проведения диагностики, капитального ремонта и реконструкции.

4. КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ

4.1. Общие требования

4.1.1. Компрессорные станции должны обеспечивать проектную или плановую производительность газопровода повышением давления транспортируемого газа при осуществлении следующих основных технологических процессов: очистки газа от жидких и твердых примесей; компримирования газа; охлаждения газа.

4.1.2. Комплекс компрессорной станции включает, как правило, следующие объекты, системы и сооружения:

один или несколько компрессорных цехов;

узлы пуска и приема очистных устройств;

систему сбора, удаления и обезвреживания твердых и жидких примесей, извлеченных из транспортируемого газа;

систему электроснабжения;

систему производственно-хозяйственного и пожарного водоснабжения;

систему теплоснабжения;

систему канализации и очистные сооружения;

систему молниезащиты;

систему ЭХЗ объектов КС;

систему связи;

диспетчерский пункт (ДП) КС;

административно-хозяйственные помещения; склады для хранения материалов, реагентов и оборудования; оборудование и средства технического обслуживания и ремонта линейной части и КС; вспомогательные объекты.

Компрессорный цех включает в себя группу ГПА, установленных в общем или

индивидуальных зданиях (укрытиях), и следующие системы, установки и сооружения, обеспечивающие его функционирование:

- узел подключения к магистральному газопроводу;
- технологические коммуникации с запорной арматурой;
- установку очистки газа;
- установки воздушного охлаждения газа;
- станцию охлаждения газа (СОГ);
- системы топливного, пускового и импульсного газа;
- систему охлаждения смазочного масла;
- электрические устройства цеха;
- систему автоматического управления и КИП;
- вспомогательные системы и устройства (маслоснабжения, пожаротушения, отопления, контроля загазованности, вентиляции и кондиционирования воздуха, канализации, сжатого воздуха и др.).

4.1.3. Эффективность, надежность и безопасность оборудования КС должны обеспечиваться с помощью технической диагностики состояния оборудования; поддержания оборудования и коммуникаций в исправном состоянии; модернизации или реновации морально или физически устаревшего оборудования.

4.1.4. Оборудование компрессорной станции должно иметь технологическую станционную нумерацию, нанесенную несмываемой краской или другим способом.

4.1.5. Контроль качества газа, масел, смазок, охлаждающих жидкостей, технической и питьевой воды, а также загазованности рабочих зон, помещений и колодцев должен осуществлять эксплуатационный персонал в соответствии с производственными инструкциями; объекты и оборудование, подведомственные Госгортехнадзору России, должны иметь надписи, соответствующие его требованиям.

4.1.6. Изменения в конструкции оборудования КС, проводимые в порядке модернизации, должны проводиться на основе бюллетеней предприятий-изготовителей (разработчиков изделий), информационных и циркулярных писем, рационализаторских решений, рассмотренных и рекомендованных к внедрению.

Рационализаторские предложения и другие технические решения по изменению конструкции ГПА и другого основного технологического оборудования КС, как правило, должны быть согласованы с предприятием - изготовителем данного изделия.

4.1.7. Все изменения в оборудовании и коммуникациях КС после внедрения и опробования должны быть внесены в исполнительную техническую документацию.

Все изменения должны доводиться до сведения эксплуатационного персонала, для которого знание этих фактов обязательно. Оповещение об изменениях должно быть оформлено письменно в виде внепланового инструктажа на рабочем месте или записью в журнале распоряжений.

4.1.8. На трубопроводы компрессорной станции также должен составляться Формуляр Подтверждения величины разрешенного рабочего давления (РРД) в соответствии с требованиями ПБ-08-183-98 "Порядок оформления и хранения документации, подтверждающей безопасность величины максимально разрешенного давления при эксплуатации объекта магистрального трубопровода". См. Приложение 6 настоящих Правил.

4.2. Организация эксплуатации

4.2.1. Основными задачами персонала, осуществляющего эксплуатацию, техобслуживание и ремонт оборудования, систем и сооружения КС, являются:

- осуществление заданного режима компримирования газа;
- обеспечение надежности, эффективности, экономичности и безопасности оборудования и систем КС;
- обеспечение исправного состояния производственных зданий, сооружений, территории;
- поддержание технического состояния оборудования на основе системы ремонтно-технического обслуживания;
- защита окружающей среды и эксплуатационного персонала от опасных и вредных производственных факторов;
- организация и проведение работ по реконструкции, техническому перевооружению, модернизации основного и вспомогательного оборудования.

4.2.2. Производственные объекты, оборудование и коммуникации КС эксплуатируются

службами (участками):

газокомпрессорной - основное и вспомогательное технологическое оборудование, системы и сооружения компрессорного цеха;

энерговодоснабжения - электротехнические устройства КС, системы тепло- и водоснабжения, промышленной канализации;

контрольно-измерительных приборов и автоматизации - средства автоматизации основного и вспомогательного оборудования КС.

Производственные задачи эксплуатационных служб, права и обязанности их руководителей определяются соответствующими положениями об эксплуатационных службах, утверждаемыми газотранспортным Предприятием.

4.2.3. Эксплуатационные службы должны обеспечивать контроль минимальных расстояний от внешних объектов, зданий и сооружений согласно СНиП 2.05.06-85* "Магистральные газопроводы".

4.2.4. В обязанности газотранспортного Предприятия входит обеспечение ведомственного контроля за организацией эксплуатации КС, в том числе:

контроль за организацией эксплуатации;

контроль за соблюдением ПТЭ, ПТБ, ППБ и инструкций по эксплуатации;

периодический контроль за состоянием и техническое освидетельствование оборудования, зданий и сооружений;

контроль выполнения мероприятий, предусмотренных системой технического обслуживания и ремонта;

контроль выполнения нормативно-технических и организационно-распорядительных документов;

контроль за расследованием и учет нарушений ПТЭ и инструкций по эксплуатации;

оценка достаточности предупредительных и профилактических мероприятий по повышению технического уровня эксплуатации и предупреждению отказов в работе и производственного травматизма;

контроль и учет мероприятий по предупреждению аварий и готовности к их ликвидации;

ведение работы с заводами-изготовителями по претензиям;

контроль за обеспечением государственных и региональных требований по охране окружающей среды.

4.3. Техническое обслуживание, ремонт, модернизация и реконструкция

4.3.1. Поддержание оборудования КС в работоспособном состоянии осуществляется с помощью системы технического обслуживания и ремонта.

4.3.2. Система технического обслуживания и ремонта должна предусматривать:

периодическое техническое (включая диагностическое) обслуживание при работе под нагрузкой;

техническое обслуживание и (или) текущий ремонт на остановленном оборудовании после назначенной наработки;

техническое обслуживание оборудования и систем, находящихся в резерве и консервации;

планово-предупредительные (средние, капитальные) ремонты;

аварийно-восстановительные ремонты.

4.3.3. Периодичность и объемы технического обслуживания и ремонта определяются подразделением с учетом технического состояния оборудования и требований эксплуатационной и ремонтной документации предприятий - изготовителей оборудования.

4.3.4. Диагностическое обслуживание оборудования КС осуществляется техническими службами Предприятия и региональными диагностическими центрами в соответствии с нормативно-технической документацией, утверждаемой ОАО "Газпром".

4.3.5. Ремонт вспомогательных механизмов, непосредственно связанных с основными агрегатами, должен проводиться одновременно с ремонтом последних.

4.3.6. До вывода оборудования и сооружений в капитальный или средний ремонт должны быть:

составлены ведомости объема работ и смета, уточняемые после вскрытия и осмотра оборудования;

проведены экспресс-испытания оборудования для получения данных, необходимых для анализа технического состояния;

составлены график ремонта и проект организации ремонтных работ;

подготовлена необходимая ремонтная документация, составлена и утверждена документация на работы по модернизации и реконструкции оборудования, намеченные к выполнению в период ремонта;

подготовлены необходимые материалы, запасные части, узлы и подготовлена соответствующая документация;

укомплектованы, приведены в исправное состояние и, при необходимости, испытаны инструмент, приспособления и, подъемно-транспортные механизмы;

укомплектован и проинструктирован ремонтный персонал.

4.3.7. Планы и графики ремонтов составляет Предприятие и согласовывает с ремонтной организацией.

4.3.8. Компрессорный цех в плановом порядке один раз в год должен быть остановлен (в летнее время) на срок до 48 ч. для выполнения ремонтно-профилактических работ и проверки станционных защит и отключающей запорной арматуры.

4.3.9. Перед плановой остановкой компрессорного цеха необходимо составить и утвердить план работ с указанием руководителей и исполнителей; укомплектовать планируемые работы необходимыми материалами, инструментами и механизмами.

4.3.10. Повышение надежности транспортировки газа и сокращение времени на аварийно-восстановительный ремонт оборудования КС должны обеспечиваться созданием и поддержанием неснижаемых запасов материалов и запасных частей и их обменным фондом.

Запасные узлы и детали однотипного оборудования могут размещаться в централизованных складах газотранспортного Предприятия.

Должен быть организован учет всех имеющихся на КС запасных частей и оборудования; их состояние должно периодически проверяться.

4.3.11. На компрессорных станциях должны быть оборудованы мастерские и ремонтные площадки в производственных помещениях.

4.3.12. Должно быть предусмотрено оснащение и поддержание в исправном состоянии стационарных и передвижных подъемно-транспортных средств, такелажных приспособлений, инструмента и средств механизации ремонтных работ.

4.3.13. При наработке основного оборудования, приближающейся к назначенному ресурсу, должен быть заблаговременно проведен комплекс работ с целью получения исходных данных для принятия и оформления решения о продлении ресурса, модернизации или переоснащении оборудования и систем.

4.3.14. На компрессорной станции должен быть организован учет статистических показателей надежности основного и вспомогательного оборудования в соответствии с ведомственными инструкциями о порядке и методике сбора и обработки показателей надежности оборудования.

4.3.15 Оборудование, здания и сооружения должны подвергаться периодическому техническому освидетельствованию (контролю технического состояния) в сроки, устанавливаемые действующими инструкциями, в том числе:

- наблюдение за осадками зданий, сооружений и фундаментов под оборудованием;
- испытания объектов, подведомственных Госгортехнадзору России;
- контроль вибрационного состояния технологических трубопроводов КЦ;
- контроль металла и изоляции технологических трубопроводов физическими методами;
- диагностическое обслуживание ГПА (прежде всего, вибродиагностика);
- измерение эмиссии загрязняющих веществ с продуктами сгорания ГТУ, ГМК и другого топливоиспользующего оборудования;
- контроль акустических показателей оборудования и их соответствия действующим нормам;
- обследование технологических трубопроводов и оборудования с целью обнаружения и устранения утечек и перетечек природного газа.

4.4. Компрессорный цех

4.4.1. Оборудование, установки и системы компрессорного цеха (КЦ) должны эксплуатироваться в соответствии с производственными инструкциями, составленными на основе инструкций по эксплуатации заводов - изготовителей оборудования, настоящих ПТЭ, инструкций по эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭ, ЭП), Правил безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов (ПБЭ МГ), нормативно технических документов специализированных организаций ОАО "Газпром" и других нормативных документов.

4.4.2. Каждый ГПА должен иметь порядковую станционную нумерацию, выполненную на

видных местах и обязательно на:

- корпусе приводного двигателя;
- корпусе компрессора;
- устройстве представления информации САУ (пультах управления);
- выхлопной шахте и воздухозаборной камере для ГТУ и ГД;
- индивидуальном укрытии (здании) ГПА.

4.4.3. Вся запорная и регулирующая арматура на технологических, топливных и пусковых трубопроводах должна иметь технологическую нумерацию, выполненную на корпусе, приводе арматуры или на специальных карточках, прикрепленных к органам управления (приводе).

4.4.4. Обязанности персонала компрессорного цеха при эксплуатации определяются утвержденными должностными инструкциями.

4.4.5. Все операции, связанные с пуском или остановом агрегата, должны проводиться оперативным персоналом. Пуск агрегата после ремонта производится в соответствии с утвержденными положениями о порядке сдачи в ремонт и приемки из ремонта ГПА. Пуск ГПА, оснащенных агрегатной системой автоматического управления (САУ), в процессе эксплуатации должен осуществляться автоматически.

4.4.6. Корректирование оперативным персоналом предпусковых условий или изменение величин уставок срабатывания предупредительной и аварийной сигнализации, а также обеспечение готовности ГПА к пуску операциями, не предусмотренными инструкциями, запрещается.

4.4.7. В процессе пуска оперативный персонал должен контролировать правильное выполнение штатной последовательности (алгоритма операций пуска) и эксплуатационные параметры и их собственные инструкции по эксплуатации ГПА. Пуск должен быть прекращен автоматически или нажатием кнопки аварийного останова при отклонениях от штатной последовательности операций пуска или выхода за установленные пределы эксплуатационных параметров, а также при возникновении условий, создающих угрозу безопасности персоналу и оборудованию.

4.4.8. При отказе в процессе пуска повторный пуск ГПА может быть произведен только после выявления и устранения причин отказа.

4.4.9. При обслуживании ГПА оперативный персонал обязан поддерживать заданный диспетчерской службой режим работы, осуществлять контроль и периодическую регистрацию параметров, анализировать причины их изменения и отклонения от нормальных величин, принимать меры к предупреждению опасных режимов, в том числе:

- не допускать повышения давления газа после нагнетателей (компрессоров) выше разрешенного рабочего давления путем регулирования частот вращения роторов, изменения числа работающих ГПА и перестройки схемы их работы (автоматическая защита должна срабатывать при повышении давления на 0,15 МПа выше разрешенного);

- контролировать объемные расходы газа через центробежные нагнетатели и предупреждать возможность работы в зонах с пониженным объемным расходом (зона помпажа) и повышенным объемным расходом (зона опасных режимов по условиям динамической прочности), изменяя число и схемы работы ГПА, частоту вращения роторов, режим работы газопровода, а также перепуском газа;

- поддерживать рабочую температуру продуктов сгорания газотурбинных установок, не допуская при изменении нагрузки (или внешних условий) превышения установленных величин;

- контролировать и регулировать при работе КС равномерность распределения нагрузок по цилиндрам газомотокомпрессоров;

- не допускать превышения мощности на муфте ГПА выше допустимой для данного типа агрегата;

- не допускать работу ГПА при частотах вращения роторов, запрещенных инструкцией по эксплуатации заводов-изготовителей;

- контролировать метеосостояние и параметры атмосферного воздуха, предупреждать возможность обледенения всасывающего тракта ГТУ своевременным включением, регулированием и контролем работы противообледенительной системы;

- не допускать возникновения местных источников запыления атмосферного воздуха, прежде всего от транспортных средств;

- контролировать разрежение на входе компрессора и своевременно заменять сменные фильтрующие элементы;

- производить промывку осевого компрессора на работающем агрегате (если это предусмотрено инструкцией по эксплуатации для данного типа ГТУ);

контролировать параметры технологического газа с целью анализа и предупреждения условий гидратообразования в технологических коммуникациях и установках КЦ;

контролировать перепады давлений и их изменение во времени в установках очистки, охлаждения газа, на защитных решетках и других элементах технологических коммуникаций, чтобы предупредить работу с гидравлическими сопротивлениями, превышающими допустимые;

обеспечить эффективную работу установок очистки газа с целью предотвращения эрозионного износа и загрязнения элементов нагнетателей включением необходимого числа аппаратов, периодическим их дренажем, очисткой;

контролировать параметры работы топливной системы и их изменение во времени, обеспечивая надежную и эффективную работу редуцирующих клапанов, подогревателей и установок очистки топливного газа;

контролировать работоспособность системы импульсного газа;

контролировать уровень масла в маслобаках и производить их своевременную дозаправку, как правило, в дневную смену;

контролировать давление, температуру в системах смазки, регулирования и уплотнения;

обеспечивать температурный режим масла и подшипников в пределах, установленных инструкцией по эксплуатации заводов - изготовителей ГПА;

определять значения и изменения перепадов давления в масляных фильтрах и производить своевременную их очистку;

проверять работоспособность системы уплотнения нагнетателя;

контролировать уровень вибраций и его изменение;

контролировать комплектность и работоспособность средств пожаротушения;

контролировать уровень загазованности в газоопасных зонах и в необходимых случаях организовывать инструментальные измерения концентраций газа переносными средствами;

проверять исправность резервного и аварийного оборудования ("проверка резервирования") и производить их оперативные переключения;

проводить отбор проб для химического анализа смазочных масел и охлаждающих жидкостей;

учитывать безвозвратные расходы масла из маслосистемы;

контролировать температурный режим в контейнерах и блок-боксах и работу систем их отопления;

контролировать параметры системы утилизационного теплоснабжения, осуществлять регулирование и оперативные переключения утилизационных теплообменников;

выявлять и устранять утечки газа, поддающиеся ликвидации оперативными методами;

при наличии утечек газа, создающих угрозу эксплуатационному персоналу и оборудованию, принимать меры для отключения (остановки) объекта.

4.4.10. При эксплуатации многоцеховых КС в производственных инструкциях должны быть указаны порядок и объем обмена оперативной информацией между цехами о режимах и операциях, ведущих к их изменению.

4.4.11. В производственных инструкциях для оперативного персонала должен быть указан порядок действия в условиях штатного и внештатного (аварийного) изменения (нарушения) режима работы КС, а также в периоды неблагоприятных метеоусловий (ураган, наводнение, землетрясение, грозная активность, обледенение, пыльные бури, аномальные низкие температуры и т.д.).

Ориентировочный перечень возможных изменений (нарушений) режима работы КС:

повышение или понижение давления на входе КС в пределах штатного диапазона;

аварийный останов предыдущей или последующей КС;

аварийный останов параллельно работающего цеха;

вывод на "кольцо" и загрузка параллельно работающего цеха;

вывод параллельно работающих агрегатов на "кольцо";

вынужденный останов параллельно работающих ГПА;

разрыв ниток газопровода;

несанкционированное закрытие (открытие) технологических кранов КС;

повышение гидравлических сопротивлений аппаратов и технологических коммуникаций;

нарушение электроснабжения переменного и постоянного тока;

нарушение систем тепло- и водоснабжения;

нарушение технологического процесса очистки полости газопровода;

ошибки персонала и другие причины.

4.4.12. Конструкция и эксплуатационная документация должны обеспечивать возможность

нахождения остановленного ГПА в одном из следующих состояний:

горячий резерв - на агрегате выполнены и непрерывно поддерживаются все предпусковые условия, которые обеспечивают его немедленный автоматический запуск от кнопки "Пуск" или по сигналу АСУ КС (ДП Предприятия). Длительность нахождения в данном состоянии - до 30 суток, после чего производится техобслуживание по инструкции изготовителя;

резерв - на агрегате выполнены и непрерывно поддерживаются предпусковые условия, обеспечивающие запуск не позднее 2 ч. после поступления команды (допускается проведение операций техобслуживания, обеспечивающих выполнение этого условия);

Длительность нахождения в данном состоянии - до 100 суток, после чего следует провести комплексное опробование работоспособности ГПА;

техническое обслуживание - агрегат находится в работоспособном состоянии, но на нем производятся операции техобслуживания, предусмотренные эксплуатационной документацией. Периодичность и длительность нахождения в данном состоянии определяются документацией изготовителя (но не менее 700 и не более 24 ч., соответственно);

ремонт - агрегат находится в неработоспособном состоянии и на нем производятся плановые или аварийные ремонтные работы в соответствии с ремонтной документацией. При этом обеспечиваются условия работы персонала, предусмотренные нормативными документами;

консервация - агрегат находится в оперативно-неработоспособном состоянии; на нем проведены работы, обеспечивающие его сохранность на период до двух лет и способность к восстановлению в течение не более 20 суток до работоспособного состояния и готовности к эксплуатации, проведения восстановительных работ по документации изготовителя ГПА;

нахождение остановленного ГПА в одном из состояний определяется указанием (или согласованием) ЦДС газотранспортного Предприятия.

4.4.13. Автоматическая остановка ГПА и вынужденная остановка их оперативным персоналом должны осуществляться в соответствии с требованиями технической документации заводов - изготовителей ГПА и производственных инструкций.

Не допускается в процессе эксплуатации отключать автоматические защиты или изменять их уставки. В необходимых случаях, связанных с временным отключением некоторых защит (например, для обслуживания приборов), должен быть обеспечен постоянный контроль параметра, по которому отключена защита, и агрегата в целом.

После ремонта агрегат, прошедший наладку и проверку всех систем, должен эксплуатироваться с закрытыми опломбированными щитами управления.

4.4.14. Все плановые остановки и связанные с этим пуски резервных ГПА должны, как правило, производиться оперативным персоналом в дневное время. Все плановые и режимные остановки должны производиться согласно нормам.

4.4.15. Вынужденные остановки ГПА должны производиться оперативным персоналом нормально или аварийно в зависимости от причин, характера и предполагаемых последствий повреждений или отказа.

4.4.16. Компрессорный цех должен быть аварийно остановлен с отключением от газопровода и выпуском газа из технологических коммуникаций в следующих случаях:

при пожаре в здании (укрытии); при разрыве газопроводов высокого давления или значительных выбросах газа; при пожаре на установках очистки, охлаждения газа и коммуникациях; во время стихийных бедствий, создающих угрозу оборудованию и жизни людей (наводнение, землетрясение и др.).

4.4.17. В процессе эксплуатации должны подвергаться испытаниям на срабатывание (включение и (или) функционирование) следующие оборудование и системы:

резервные и аварийные источники электроснабжения не реже одного раза в месяц путем имитации и один раз в полгода (при отсутствии пусков) под нагрузку, близкую к номинальной;

резервная котельная, газовые воздухонагреватели и другие средства индивидуального нагрева - ежемесячно в зимний период;

системы водяного, пенного, газового и порошкового пожаротушения - в сроки, определенные инструкциями по эксплуатации;

система аварийного отключения КС - при плановой остановке цеха по п.4.3.8 и один раз в квартал путем имитации;

общестанционная запорная арматура - не реже одного раза в квартал и с наступлением отрицательных температур; проверка производится путем частичной перестановки кранов вручную и дистанционного опробования блоков управления.

Кроме того, должна проверяться автоматическая защита цеха от повышения давления газа на выходе - один раз в месяц, от снижения давления топливного газа - один раз в месяц,

сигнализация загазованности и аварийного включения вентиляции - один раз в смену при ее "передаче-приемке".

4.4.18. Все системы и оборудование КЦ в установленные сроки должны подвергаться предусмотренными Правилами и техническими инструкциями гидравлическим, пневматическим, электрическим и другим необходимым испытаниям, а также осмотрам и проверкам, акты о проведении которых должны прилагаться к эксплуатационному формуляру.

4.4.19. Подготовка и проведение исследовательских, диагностических, контрольных и других испытаний и мероприятий должны выполняться по утвержденным программам-методикам и под руководством оперативного персонала.

4.5. Станции охлаждения природного газа

4.5.1. Станции охлаждения природного газа (СОГ) на магистральных газопроводах предназначены для охлаждения транспортируемого газа с помощью специального криогенного оборудования для предотвращения растепления многолетнемерзлых грунтов.

Возможно также применение СОГ на участках газопроводов, прокладываемых в обычных грунтах, с целью увеличения производительности газопровода.

4.5.2. В настоящих нормах рассматриваются СОГ только пароконденсационного типа, работающие на углеводородных холодильных агентах - пропане, пропилене, бутане, пропан-бутановых смесях.

4.5.3. СОГ состоят из следующих основных элементов:

- компрессоры холодильного агента;
- конденсаторы;
- испарители;
- ресиверы;
- отделители жидкости (сепараторы);
- трубопроводная обвязка;
- запорная и регулирующая арматура;
- контрольно-измерительные приборы и средства автоматизации;
- склад холодильного агента;
- насосная.

4.5.4. В комплекс СОГ могут быть включены следующие объекты и сооружения:

- система электроснабжения;
- система производственно-хозяйственного и пожарного водоснабжения;
- система теплоснабжения;
- система канализации и очистные сооружения;
- система электрохимзащиты;
- система связи;
- административно-хозяйственные помещения и другие вспомогательные объекты.

Некоторые из перечисленных объектов и сооружений могут быть общими с объектами компрессорной станции.

4.5.5. Требования к территории СОГ аналогичны требованиям, предъявляемым к территории КС.

4.5.6. Требования, предъявляемые к зданиям, санитарно-техническим объектам, аналогичны требованиям к КС.

4.5.7. Гидравлическое или пневматическое испытание трубопроводов проводится после монтажа холодильной станции перед заполнением системы рабочими веществами и периодически в процессе эксплуатации, а также после ремонта, замены каких-либо участков трубопроводов или арматуры. До гидравлического или пневматического испытания система промывается и очищается от грязи. Виды испытаний и величины испытательных давлений указываются в рабочих чертежах для каждого трубопровода. Трубопроводы для сброса газов непосредственно в атмосферу после предохранительных клапанов, а также для отдувки из аппаратов (воздушки) в атмосферу испытаниям не подвергаются.

4.5.8. Испытаниям на прочность и плотность подвергаются все технологические трубопроводы, кроме оговоренных выше. Испытания на прочность и плотность проводятся одновременно и могут быть гидравлическими или пневматическими. В первую очередь следует предусматривать гидравлическое испытание аппаратов и трубопроводов. Замена гидравлических испытаний на пневматические допускается только:

для газопроводов условным диаметром от 250 мм и более, если строительная конструкция не

рассчитана на заполнение его водой;

при температуре окружающего воздуха ниже 0° С;

в специальных случаях, когда по каким-либо причинам проведение гидравлического испытания недопустимо или невозможно (попадание воды опасно для хладагента или хладоносителя).

4.5.9. Величина испытательного давления для стальных трубопроводов должна быть (для гидравлического или пневматического испытаний):

1,5 P_{раб}, но не менее 0,2 МПа при рабочих давлениях от 0,095 до 0,50 МПа;

1,25 P_{раб}, но не менее P_{раб}+0,3 МПа при рабочих давлениях свыше 0,5 МПа.

4.5.10. Трубопроводы, работающие в вакууме, факельные линии, "самотечные" трубопроводы для огнезрывоопасных жидкостей и для неогнеопасных, прокладываемые подземно и в каналах, испытываются на прочность и плотность давлением 0,2 МПа. Обязочные трубопроводы аппаратов до ближайшей отключающей арматуры испытываются совместно с аппаратами на пробное давление аппарата.

За рабочее (расчетное) давление в трубопроводе следует принимать:

максимально разрешенное давление для аппарата, с которым соединен трубопровод;

максимальное давление, развиваемое компрессором, насосом;

максимально возможное давление водяного пара, воды, азота и других продуктов, применяющихся в холодильной станции.

Время испытания трубопроводов под давлением 5 мин. После проведения гидравлического испытания система должна быть освобождена от воды.

4.5.11. Трубопроводы для хладагентов, опасных хладоносителей, кроме гидравлического испытания, должны обязательно испытываться воздухом или инертным газом на плотность (герметичность) с определением падения давления во время испытания. О необходимости проведения испытаний трубопроводов на плотность указывается в проекте.

4.5.12. Трубопроводы испытываются совместно с оборудованием, к которому они относятся. Продолжительность испытания должна быть не менее 24 ч. и проводиться под давлением, равным рабочему (по расчетному давлению аппаратов). Трубопроводы, работающие в вакууме, факельные и "самотечные" для огнезрывоопасных продуктов испытываются под давлением (избыточным) 0,1 МПа. Допустимая скорость падения давления при проведении испытания на плотность для хладагентов должна быть не более 0,05% в 1 ч.

4.5.13. Заполнение системы хладагентом проводят после гидравлического или пневматического испытания трубопроводов холодильной установки и ряда других подготовительных мероприятий.

Перед заполнением системы хладагентом необходимо проверить готовность холодильной станции и потребителей холода (при непосредственном испарении) к приему хладагента. С помощью вспомогательного поршневого компрессора, а затем и вакуумного насоса отсасывают из системы азот до максимально возможного вакуума; одновременно происходит и осушка системы.

4.5.14. Включают в работу общеобменную приточно-вытяжную вентиляцию и проверяют работоспособность аварийной вентиляции. Заполняют системы жидким хладагентом в такой последовательности:

линейные ресиверы отключают от системы с помощью запорной арматуры, за исключением арматуры на трубопроводе отсоса паров от ресивера к вспомогательному поршневому компрессору на уравнивательной линии между ресивером и конденсатором;

открывают арматуру на линии подачи хладагента из емкости на складе (из газовой фазы);

приступают к продувке холодильной системы парами хладагента и выводят из системы инертные газы;

заполняют ресиверы жидким хладагентом, поддерживая вспомогательным компрессором станции давление в заполняемом ресивере ниже давления в емкости склада;

заполняют отдельно испарители холодильной станции и технологические аппараты жидким хладагентом.

После выполнения перечисленных операций поочередно заполняют другие аппараты жидким хладагентом. При заполнении системы жидким хладагентом необходимо проверять отсутствие пропусков в системе и правильность показаний контрольно-измерительных приборов. После окончания заполнения системы закрывают арматуру на аппаратах и трубопроводах, по которым циркулирует жидкий хладагент, в том числе на ресиверах. Проводят дозаполнение ресиверов жидким хладагентом со склада до 70% от их объема и сообщают на склад об окончании работ по заполнению системы.

4.5.15. После заполнения системы хладагентом производится пробный пуск СОГ. Пробный пуск осуществляется с одним компрессорным агрегатом в следующем порядке:

- в испарители подается природный газ;
- проверяется заполнение ресиверов жидким хладагентом;
- в соответствии с заводской инструкцией или с регламентом по эксплуатации осуществляются подготовка компрессора к пуску и его пуск;
- постепенно, не допуская превышения давления, открывается арматура на всасывающем трубопроводе компрессора;
- одновременно с пуском компрессора открывается арматура на трубопроводах подачи хладагента в испарители;
- после настройки системы на требуемые параметры компрессор переводят на автоматический режим работы.

Пуск остальных компрессоров осуществляется в той же последовательности.

4.5.16. Остановка одного компрессора при продолжающейся работе других компрессоров проводится в соответствии с инструкцией завода-изготовителя. После полной остановки компрессора закрывают арматуру, отключающую компрессор от общих коллекторов всасывания и нагнетания.

Остановка станции в целом проводится в следующем порядке:

- выключают поочередно все работающие компрессоры;
- закрывают всю арматуру в контуре компрессоров;
- отключают подачу хладагента в испарители;
- закрывают арматуру на выходе паров хладагента из испарителей.

При остановке СОГ на ремонт необходимо слить из всех аппаратов и трубопроводов жидкий хладагент, отсосать из них пары хладагента и продуть систему азотом, а затем сжатым воздухом.

4.6. Установка очистки газа

4.6.1. Эксплуатация установки очистки газа должна проводиться в соответствии с технологическим регламентом, составленным с учетом инструкций завода - изготовителя оборудования. Правил Госгортехнадзора России, проектной документации и настоящих Правил.

4.6.2. Сосуды, работающие под давлением, после монтажа до пуска в работу должны быть зарегистрированы в местных органах Госгортехнадзора России и пройти техническое освидетельствование на месте эксплуатации (внутренний осмотр и гидравлическое испытание). Порядок и периодичность технических освидетельствований пылеуловителей и фильтров-сепараторов должны соответствовать правилам Госгортехнадзора России. Ввод сосудов в эксплуатацию оформляется специальным разрешением.

4.6.3. На каждом аппарате должны быть выполнены несмываемой краской надписи в соответствии с требованиями Госгортехнадзора России и порядковый станционный номер.

4.6.4. Каждый пылеуловитель и фильтр-сепаратор, кроме регистрационных номеров, должны иметь порядковый станционный номер, выполненный на видном месте несмываемой краской.

4.6.5. Количество включенных в работу аппаратов очистки газа должно выбираться расчетом в зависимости от фактической производительности газопровода и технических характеристик аппаратов.

4.6.6. Работа аппаратов очистки с повышенным перепадом давлений на сепарационных (циклонных) элементах или с неисправными устройствами подогрева или дренажа запрещается.

4.6.7. Оперативное обслуживание установки очистки газа должно включать периодическое выполнение следующих операций:

- внешний осмотр оборудования и коммуникаций;
- контроль перепада давлений на входе и выходе установки;
- контроль уровня жидкости в аппаратах очистки;
- контроль работоспособности устройств подогрева и дренажа;
- дренирование (продувка) из аппарата отсепарированных шлама и конденсата.

Периодичность выполнения указанных операций определяется техническим состоянием оборудования, степенью автоматизации, качеством газа, местными условиями.

4.6.8. Дренирование загрязнений из аппаратов очистки в окружающую среду запрещается.

4.6.9. Периодически, но не реже одного раза в год, одновременно с плановым остановом КС или с очередным техническим освидетельствованием должен производиться осмотр на предмет работоспособности сепарационных (циклонных) элементов, трубных досок, других элементов аппарата и очистка его от загрязнений.

4.6.10. Периодически, но не реже одного раза в год, должен производиться неразрушающий контроль толщин стенок входных, выходных и дренажных трубопроводов в эрозионно-опасных местах (тройники, отводы и другие соединительные детали) и контроль состояния заземляющих устройств. Результаты контроля должны фиксироваться в протоколах измерений и актах.

4.7. Установка воздушного охлаждения газа

4.7.1. Эксплуатация и обслуживание установки охлаждения газа (аппарат воздушного охлаждения - АВО) должны проводиться в соответствии с производственной инструкцией (технологическим регламентом), составленной на основе инструкций заводов-изготовителей оборудования, проектной документации и настоящих Правил.

4.7.2. Пуск компрессорной станции в эксплуатацию без ввода в работу установки охлаждения газа не допускается.

4.7.3. Каждый аппарат воздушного охлаждения должен иметь порядковый стационарный номер, выполненный на видном месте несмываемой краской.

4.7.4. В работу должны быть включены все исправные аппараты воздушного охлаждения. Число включенных в работу вентиляторов охлаждения выбирается диспетчером или автоматически с учетом атмосферных условий и заданного режима.

При отклонении температуры газа от установленных пределов на выходе установки и отсутствии при этом технических средств для ее изменения по согласованию с ЦДС Предприятия должен быть изменен режим работы КС.

4.7.5. В случае возрастания перепада давлений газа на установке выше проектного должен быть открыт запорный кран на обводном газопроводе установки и приняты меры по очередному останову и очистке загрязненных аппаратов.

4.7.6. Пределы изменения температуры газа на выходе АВО должны устанавливаться ЦДС Предприятия с учетом обеспечения продольной устойчивости магистрального газопровода, оптимального режима работы; сохранности изоляции; предотвращения гидратообразования; температуры наружного воздуха.

4.7.7. Техническое обслуживание установки охлаждения газа должно включать:
внешний осмотр оборудования и коммуникаций, обнаружение утечек газа;
контроль вибрации и работы лопастей;
контроль и регистрацию температуры газа на выходе установки;
контроль перепада давлений газа.

Периодичность выполнения указанных операций определяется техническим состоянием, степенью автоматизации, но не реже одного раза в сутки.

4.7.8. Периодически, но не реже одного раза в год, должны проводиться наружный осмотр аппаратов воздушного охлаждения, с целью определения работоспособности трубных пучков, вентиляторов, и очистка от загрязнений.

4.7.9. Периодически, но не реже одного раза в год, в соответствии со специальной инструкцией, должны проводиться контроль неразрушающими методами толщин стенок выходных и входных трубопроводов в эрозионно-опасных местах (тройники, отводы и другие соединительные детали) и контроль состояния заземляющих устройств. Результаты контроля должны фиксироваться в протоколах измерений и актах.

4.8. Системы топливного, пускового и импульсного газа

4.8.1. Система топливного газа должна эксплуатироваться в режиме автоматического включения резервной нитки на пункте редуцирования при отказе основной.

4.8.2. Системы эксплуатируются в соответствии с производственной инструкцией, разрабатываемой подразделением, с учетом инструкции по эксплуатации заводов-изготовителей оборудования, проектной документации и настоящих Правил.

4.8.3. При эксплуатации систем необходимо:

контролировать давление в системах и, при необходимости, производить настройку регуляторов;

осуществлять периодические (не реже одного раза в год) проверку и регулировку предохранительных клапанов;

с периодически, (не реже одного раза в месяц) производить переключение (смену) основной и резервной ниток;

периодически (в зависимости от местных условий) удалять загрязнения из сепараторов,

вымораживателей, ресиверов и коллекторов;
контролировать перепады давлений на фильтрах и, при необходимости, заменять фильтрующие элементы;
регенерировать или заменять реагенты осушителей импульсного газа;
контролировать работу подогревателей топливного газа и температуру газа после редуцирования;
своевременно выявлять и устранять утечки газа;
измерять и регистрировать расход газа;
в соответствии с утвержденным графиком производить осмотр, чистку, ремонт и испытание оборудования.

На каждом сосуде (аппарате) в соответствии с требованиями Госгортехнадзора России должны быть выполнены несмываемой краской надписи и маркировка по технологической схеме КС.

4.9. Маслоснабжение

4.9.1. В процессе эксплуатации система маслоснабжения КС должна обеспечивать маслом газоперекачивающие агрегаты, электротехнические устройства и вспомогательные механизмы; сбор, очистку, измерение расхода и учет движения масла.

4.9.2. При эксплуатации КС должен быть обеспечен неснижаемый запас масла в следующем количестве:

не менее трехмесячного расхода смазочного масла для всех установленных ГПА и двигателей электростанций, а при неблагоприятной транспортной схеме (по перечню КС, утверждаемому ОАО "Газпром") - не менее шестимесячного расхода;

трансформаторного масла - не менее 10% от количества, залитого в трансформаторы и масляные включатели;

других масел - не менее двухмесячного расхода.

4.9.3. Смазочные и трансформаторные масла, смазки и другие реагенты, поступающие на КС, должны иметь сертификат (паспорт) и подвергаться контролю в химической лаборатории с целью определения соответствия их государственным стандартам и техническим условиям.

4.9.4. В процессе хранения и эксплуатации ГПА масло должно периодически подвергаться визуальному контролю и сокращенному анализу.

В объем сокращенного анализа турбинного масла входит определение температуры вспышки, кислотного числа, реакции водной вытяжки, наличия механических примесей, шлама и воды. В объем сокращенного анализа трансформаторного масла входит также определение температуры вспышки, напряжения пробоя, кислотного числа, реакции водной вытяжки и механических примесей.

4.9.5. Периодичность анализа и контроля определяется производственным Предприятием.

4.9.6. Станционные маслопроводы должны содержаться в состоянии, обеспечивающем качество масла, подаваемого к оборудованию, не ниже эксплуатационных норм.

Обязка агрегатов маслопроводами не должна допускать возможность соединения трубопроводов чистого и грязного масла.

4.9.7. В зимнее время должна быть обеспечена работоспособность системы обогрева маслопроводов и емкостей.

4.10. Техническая документация

4.10.1. На каждой компрессорной станции должны быть:

исполнительная техническая документация, в том числе генеральный план территории с подземными коммуникациями;

структурные, функциональные, принципиальные и другие необходимые схемы станционных систем;

производственные инструкции (технологические регламенты) по эксплуатации оборудования и систем;

должностные инструкции;

план оповещения, сбора и выезда аварийных бригад (у сменного инженера);

инструкции по действиям эксплуатационного персонала в аварийных ситуациях;

другая документация, устанавливаемая Предприятием и подразделением;

план ликвидации возможных аварий.

4.10.2. Перечень, формы и сроки представления отчетной документации определяются газотранспортным Предприятием.

Примерный перечень оперативной документации компрессорного цеха должен включать следующую документацию: журналы производства работ; учета смазочных масел; регистрации газоопасных и огневых работ; журнал учета объектов; инструктажа на рабочем месте; дефектов оборудования и систем КЦ; контроля загазованности помещений КЦ; суточные ведомости работы ГПА.

4.11. Техническая диагностика

4.11.1. Контроль работоспособности, надежности и безопасности оборудования КС должен осуществляться с помощью технических и программных средств мониторинга и диагностики. Данные средства должны с требуемой достоверностью производить оценку технического состояния оборудования КС и прогнозировать его изменение не менее чем на период до следующего проведения измерений.

4.11.2. Системы мониторинга и диагностики должны устанавливаться на КС по мере их разработки и приемки в эксплуатацию ведомственной комиссией.

4.11.3. Эксплуатация систем мониторинга и диагностики и их отдельных элементов производится в соответствии с государственными нормативными документами, нормативными документами ОАО "Газпром" и регламентами эксплуатации каждой конкретной системы, согласованными с производителями диагностируемого оборудования и надзорными органами.

4.11.4. Обслуживание и ремонт аппаратных средств мониторинга и диагностики должны производиться в соответствии с нормативными документами, применяемыми для систем АСУ ТП КС и КИП и А.

4.11.5. Вводимые в эксплуатацию диагностические системы должны решать взаимосвязанные задачи следующих трех уровней:

контроля состояния оборудования по параметрам, регламентируемым нормативными документами и методическими указаниями по их эксплуатации, и отнесения его к одному из установленных нормативных технических состояний: "Хорошо", "Допустимо"! "Требуется принятия мер", "Недопустимо";

идентификации конкретных дефектов элементов и узлов оборудования и оценки степени их развития по диагностическим параметрам, получаемым с привлечением специальных методов обработки измеряемых сигналов и результатов ранее проведенных измерений;

прогнозирования технического состояния элементов и узлов оборудования и процессов развития обнаруженных дефектов по результатам статистической обработки накопленной для диагностируемого объекта информации. (В системах прогнозирования может использоваться информация, накопленная на других однотипных диагностируемых объектах).

4.11.6. Установка систем мониторинга и диагностики должна обеспечиваться при новом строительстве и реновации КС, а также в процессе модернизации эксплуатируемых КС.

Вводимые в эксплуатацию полнофункциональные системы должны обеспечивать эксплуатацию КС с учетом реального фактического состояния каждого вида, типа и конкретного экземпляра диагностируемого оборудования.

4.11.7. После периода опытной эксплуатации диагностических систем должен осуществляться последовательный переход от системы планово - предупредительных ремонтов оборудования к системе его обслуживания по фактическому техническому состоянию.

Время перехода должно быть регламентировано для каждой конкретной КС в соответствии с планами технического перевооружения отрасли и производственного предприятия, в состав которого она входит. Система и порядок перехода регламентируются отраслевыми документами и распоряжением по производственному Предприятию.

4.11.8. Диагностическое обслуживание КС должно обеспечиваться в соответствии с утвержденной для отрасли трехуровневой системой с регламентированными функциональными обязанностями на каждом из уровней: эксплуатационного персонала КС, региональных диагностических центров, структурно входящих, либо не входящих в состав газотранспортного предприятия, и экспертных центров.

4.11.9. Диагностические системы, эксплуатируемые на КС, должны обеспечивать безаварийность и установленную достоверность принятия решений о текущем и прогнозируемом техническом состоянии оборудования непосредственно персоналом КС, а также приемлемые для эксплуатации сроки принятия решений с привлечением специалистов и

экспертов.

4.11.10. Нормативная документация при диагностическом обслуживании КС должна жестко регламентировать взаимодействие всех его участников при аварийных отключениях оборудования, а также в случаях необходимости эксплуатации оборудования при диагностируемом техническом состоянии "Недопустимо".

4.11.11. Продление регламентируемого изготовителем оборудования межремонтного периода по результатам диагностического обслуживания должно регламентироваться отраслевой нормативной документацией, согласованной с изготовителем и надзорными органами.

5. ПОДЗЕМНЫЕ ХРАНИЛИЩА ГАЗА

5.1. Общие требования

5.1.1. Подземные хранилища газа предназначены для регулирования неравномерности газопотребления, связанной с сезонными колебаниями спроса на газовое топливо, а также для образования в основных газопотребляющих районах оперативного и стратегического резервных запасов для поддержания стабильности межгосударственных и экспортных поставок газа.

В зависимости от емкости и производительности, условий создания и эксплуатации, а также долевого участия заказчиков, отдельные газовые хранилища могут выполнять ограниченные функции регулятора для крупного газоперерабатывающего комплекса или группы квалифицированных потребителей, имеющих непрерывное производство.

5.1.2. Техническое обустройство газохранилища должно обеспечивать бесперебойное функционирование технологической системы по приемке транспортируемого газа и предварительной его подготовке, компримированию и охлаждению, очистке, распределению по нагнетательным и эксплуатационным скважинам, хранению под избыточным давлением, отбору, одно- или многоступенчатой сепарации, редуцированию, осушке и подаче газа в газопровод или непосредственно потребителям.

5.1.3. Подземные хранилища газа включают: комплекс производственных зданий и крупногабаритных установок; один или несколько цехов газоперекачивающих агрегатов: газовый промысел с газосборными пунктами, установками подготовки газа, распределительными, измерительными и регулирующими устройствами, комплекс скважин с подземным и устьевым оборудованием; газотранспортный узел с участком магистрального и внутрипромысловыми трубопроводами; системы автоматического контроля, защиты и управления: автотранспортное, отопительное, химреагентное и другие вспомогательные хозяйства.

5.1.4. Задачи служб и основных производственных бригад, сфера их деятельности определяются соответствующими положениями, утвержденными руководством подземного газохранилища.

Функции и обязанности эксплуатационного персонала регламентируются типовыми положениями, должностными инструкциями и руководством по обслуживанию и эксплуатации оборудования и агрегатов, составленными с учетом конкретных условий выполнения технологических операций и на основании типовых структур, утвержденных Предприятием.

5.1.5. Каждое подземное хранилище газа, вне зависимости от условий создания и эксплуатации, характеризуется следующими основными технологическими параметрами:

общим объемом, т.е. суммарным количеством хранимого газа, в том числе:

активным объемом - количеством закачиваемого и отбираемого газа в зависимости от режимов газопотребления;

буферным объемом - количеством оставляемого в пласте газа, необходимого для поддержания проектных режимов закачки и отбора;

среднесуточной и максимальной производительностью закачки и отбора газа;

эксплуатационным фондом скважин, количеством технологически необходимых нагнетательных, наблюдательных, геофизических (без перфорации колонны), контрольных, поглотительных (для сброса промстоков) и других скважин;

максимальным (при нагнетании) и минимальным (при отборе) давлением газа, в том числе на забое и устье скважин, на входе и выходе компрессоров, а также других узлах технологической цепочки по ходу закачиваемого и отбираемого газа;

установленной мощностью компрессорных агрегатов.

5.1.6. Закачка, отбор, охлаждение, сепарация и осушка газа, вспомогательные операции, связанные с обеспечением основных технологических параметров (контроль и наблюдения, специальные промысловые гидрогазодинамические и геофизические исследования, сброс

промстоков и т.д.), должны проводиться в соответствии с действующими Правилами создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в пористых пластах, регламентами, разработанными применительно к данному газохранилищу. Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Правилами обустройства и безопасной эксплуатации хранилищ природного газа в отложениях каменной соли и настоящими Правилами.

5.1.7. На начальной стадии создания ПХГ должна осуществляться опытно-промышленная эксплуатация персоналом ПХГ совместно с организациями-разработчиками технологической схемы.

5.1.8. На площадках вблизи эксплуатируемых скважин (не менее 50 м) не должно быть буровых вышек, привышечных сооружений и бурового оборудования. Площадки обслуживания фонтанной арматуры должны быть ограждены.

5.2. Организация эксплуатации

5.2.1. Эксплуатацией подземного хранилища газа руководит отдел (управление) подземного хранения газа газотранспортного или газодобывающего Предприятия.

5.2.2. Организационный этап создания подземного хранилища газа включает стадии от начала геолого-разведочных работ по структуре с целью определения ее пригодности для целей ПХГ, бурения эксплуатационных, наблюдательных и контрольных скважин, пуска наладочных работ на промплощадке до полного вывода всего комплекса на проектный режим эксплуатации. Этот этап включает также подготовку технической документации, оформление горного отвода, получение соответствующих лицензий, надзор за строительными работами, приемку скважин и т.д.

5.2.3. При выполнении подготовительных работ перед заполнением выработанных залежей истощенного месторождения или в процессе опытно-промышленной закачки газа в водоносный пласт или соляные каверны все смонтированные на территории подземного хранилища газа технологические узлы и эксплуатационные скважины должны быть испытаны на прочность и на величину испытательного (пробного) давления согласно методам соответствующих документов, на герметичность и работоспособность при максимальных и минимальных значениях параметров.

Наземное оборудование и соединительные (обвязочные) трубопроводы на опорах необходимо проверить на вибрационную устойчивость.

Дополнительные требования должны быть предъявлены к работоспособности и надежности функционирования автоматизированных систем управления агрегатами при максимально возможных изменениях термобарических условий и производительности в зимние и летние периоды эксплуатации.

5.2.4. На стадии длительной циклической эксплуатации подземного хранилища газа техническое и методическое руководство работами в производственных цехах и на газовом промысле осуществляют начальники служб и подразделений, ответственные лица административно-управленческого персонала в соответствии с установленным распределением обязанностей. Технической частью работ на основных производственных объектах подземного хранилища газа руководит главный инженер, геолого-промысловая часть - главный (старший) геолог, строительством - заместитель руководителя по капитальному строительству и т.д.

5.2.5. Обязанности инженерно-технических работников, рабочих и служащих, организация их труда регламентируются действующими положениями, должностными инструкциями, а также соответствующими инструкциями и руководствами по обслуживанию оборудования, составленными применительно к конкретным условиям эксплуатации подземного хранилища газа.

5.2.6. Начальники основных служб и подразделений подземного хранилища газа несут ответственность за соблюдение установленного режима закачки и отбора газа, своевременную подготовку скважин, измерительных и регулирующих устройств, оборудования, их обслуживание, выполнение мероприятий по охране недр и окружающей среды, охране труда и технике безопасности.

5.2.7. Проводить технические операции по установке, замене или регулировке клапанов забойного оборудования в скважинах, находящихся под избыточным давлением, разрешается только с согласия и в присутствии главного (старшего) геолога или представителя геологической службы и инженера оперативно-производственной службы.

Категорически запрещается проводить на территории газового промысла какие-либо работы

на действующих эксплуатационных или поглочительных скважинах без соответствующего технического обеспечения и контроля со стороны геологической службы.

5.2.8. Разработчики технологической схемы и технического проекта обустройства совместно с основными производственными службами подземного хранилища газа должны систематически контролировать соответствие фактических показателей проектным на этапе создания и периодически на этапе циклической эксплуатации. При необходимости должны проводиться дополнительные исследования на предмет установления причины возможного их расхождения и принятия мер по приведению в соответствие контролируемых показателей.

5.3. Техническое обслуживание и ремонт

5.3.1. В связи с многоплановостью сооружений, спецификой работы оборудования и скважин, а также другими обстоятельствами, вытекающими из условий эксплуатации комплекса, периодичность и последовательность технического обслуживания должны быть установлены индивидуально для собственно емкости, каждого технологического узла или участка.

5.3.2. В соответствии с Правилами создания и эксплуатации подземных хранилищ газа должен быть разработан соответствующий регламент контроля и наблюдений за созданием и эксплуатацией подземного хранилища газа.

Регламент должен быть составлен геологической службой ПХГ совместно с автором - разработчиком технологической схемы данного подземного хранилища газа с учетом специфики геологического строения, режима работы одного или каждого из газонасыщаемых пластов, допустимого диапазона изменения давления нагнетания и отбора газа, техники выполнения измерений и других обстоятельств.

5.3.3. В соответствии с Регламентом контроля и наблюдений за созданием и эксплуатацией подземных хранилищ газа в пористых пластах должна тщательно проверяться герметичность перекрывающей пласт-коллектор толщи непроницаемых пород постоянно при опытно-промышленной закачке и периодически в процессе циклической эксплуатации.

5.3.4. Работа эксплуатационных скважин контролируется путем измерения расхода вкачиваемого газа, устьевого давления на буфере и затрубье, температуры газа на распределительной гребенке, шлейфе и устье. Дополнительно при отборе измеряется количество выносимой вместе с газом жидкости и проверяется наличие механических примесей в потоке газа с помощью пескодатчиков и породоуловителей.

Данные измерений должны фиксироваться на газосборном пункте, в геологическом отделе и диспетчерской службе.

5.3.5. Скважины, которые по техническому состоянию, продуктивной характеристике, забойному и устьевому обустройству не соответствуют требованиям эксплуатации подземного хранилища газа при проектных технологических параметрах, должны быть отремонтированы, переоборудованы в соответствии с актом представителей геологической службы и конторы капитального ремонта.

Аварийные скважины, не подлежащие восстановлению или капитальному ремонту должны быть ликвидированы в обязательном порядке с соблюдением требований действующего положения.

5.3.6. Эксплуатационный персонал конторы (службы) капитального подземного ремонта скважин должен руководствоваться инструкциями и регламентирующими документами, техническим проектом и планом ремонтных работ при строгом соблюдении правил противопожарной, газовой, противопожарной безопасности.

В отдельных случаях, связанных с применением новой техники и технологии ремонтных работ, планы согласовываются с разработчиками новых технических решений и, при необходимости, с Госгортехнадзором России.

5.3.7. Техническое обслуживание устьевой арматуры и прискважинного оборудования, находящихся под давлением, должно производиться двумя операторами, один из которых находится за ограждением скважины.

Необходимо ликвидировать обнаруженные при осмотре пропуски газа, смазать со резьбовые соединения, проверить укомплектованность арматурных задвижек штурвалам и плавность хода затвора задвижек путем разгона шпинделя на два-три оборота.

5.3.8. Для безопасности технического обслуживания устьевой арматуры и метанольного хозяйства должна быть смонтирована рабочая площадка с металлическим ограждением и стационарной лестницей с перилами.

Обязочные трубопроводы устьевой арматуры, расположенные на высоте, должны быть

надежно закреплены. Для обогрева замерзшей арматуры и трубопроводов необходимо пользоваться только паром или горячей водой; не допуская резкого перепада температуры.

5.3.9. Оборудование по очистке и осушке газа необходимо обслуживать в соответствии с инструкцией, составленной с учетом документации заводов-изготовителей, Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, технологическим регламентом, предоставленным институтом-проектировщиком.

5.3.10. При техническом обслуживании оборудования по очистке газа необходим периодически удалять в дренажные емкости скопившиеся примеси, учитывать их количество, систематически контролировать давление газа и температуру в основных узлах аппаратах.

5.3.11. После остановки системы очистки и осушки газа на длительный период должны быть приняты меры по защите обвязочных трубопроводов и аппаратов от замораживания и образования взрывоопасной смеси.

5.3.12. В процессе технического обслуживания всего газопромыслового хозяйства подземного хранилища газа необходимо руководствоваться соответствующими положениями Правил создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в пористых пластах. Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Правилами обустройства и безопасной эксплуатации хранилищ природного газа в отложениях каменной соли. Регламента контроля и наблюдений за созданием и эксплуатацией подземных хранилищ газа в пористых пластах, утвержденных Госгортехнадзором России.

5.3.13. Переключение ПХГ с закачки на отбор и наоборот выполняется по распоряжению ЦПДУ ОАО "Газпром".

5.4. Техническая документация

5.4.1. На действующем подземном хранилище газа для его обустройства, эксплуатации и технического обслуживания должна иметься следующая документация:

лицензия на пользование недрами, горный и земельный отводы, оформленные в соответствии с действующими законодательными актами;

ситуационный план подземного хранилища газа с производственными зданиями, сооружениями, скважинами, подземными и наземными коммуникациями, дорогами и подъездами;

отдельные планы промышленных площадок и цехов с их основными коммуникациями;

технологическая схема создания и эксплуатации подземного хранилища газа, подготовленная на основе данных разведочной или газодобывающей организации;

ТЭО (проект) обустройства подземного хранилища газа, составленный проектным институтом в развитие технологической схемы;

структурные карты и геологические профили, отражающие горно-геологические условия создания и эксплуатации подземного хранилища газа;

исполнительная техническая, строительно-монтажная и другая документация, необходимая для обслуживания скважин, трубопроводов и технологических объектов ПХГ.

5.4.2. Основные производственные службы и подразделения должны быть обеспечены дополнительно:

паспортами заводов-изготовителей на установленное оборудование и аппаратуру;

положениями о службах, технологическим регламентом установок и инструкциями по техническому обслуживанию;

должностными инструкциями эксплуатационного персонала соответствующих служб и подразделений;

оперативной, нормативно-технической и другой документацией, установленной для данной службы или подразделения газотранспортным (газодобывающим) управлением;

сменными и сводными журналами для регистрации различных данных и показателей, предусмотренных настоящими Правилами и отдельными предписаниями.

5.4.3. При наличии на подземном хранилище газа информационно-управляющей системы основные производственные службы и подразделения должны быть укомплектованы дополнительно технической и технологической документацией, рекомендованной обслуживающей фирмой, наглядными пособиями и схемами.

6. ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СТАНЦИИ

6.1. Общие требования

6.1.1. Газораспределительные станции (ГРС, АГРС) сооружаются на газопроводах-отводах и предназначены для подачи промышленным предприятиям и населенным пунктам обусловленного объема газа с определенным давлением, степенью очистки, одоризации и измерения объемного расхода газа, а при необходимости, контроля качественных его показателей.

6.1.2. На ГРС должны осуществляться основные технологические процессы:

очистки газа от твердых и жидких примесей;
снижение высокого давления (редуцирование);
одоризация (при необходимости);
измерение и коммерческий учет количества газа.

6.1.3. Поставка газа потребителям должна осуществляться в соответствии с Правилами подачи газа газопроводам и потребителям, а объемы подачи и величина избыточного давления поставляемого газа должны устанавливаться договором, заключенным между поставщиком и потребителем.

6.1.4. В состав ГРС должны входить следующие основные технологические узлы и вспомогательные устройства:

переключения ГРС, очистки газа, а также предотвращения гидратообразования (при необходимости), редуцирования, одоризации, деодорации, измерения и учета расходам газа;

сбора примесей газа (при необходимости), КИП и А, технологической связи, в том числе с потребителями, и телемеханики с ЛПУ МГ, электроосвещения, молниезащиты и защиты статического электричества, электрохимзащиты, отопления, вентиляции.

6.1.5. Территория ГРС должна быть ограждена с обеспечением охранной сигнализации и размещаться вне черты перспективной застройки города или населенного пункта с минимально допустимыми расстояниями до населенных пунктов, отдельных промышленных и других предприятий, а также зданий и сооружений при газопроводах I и II классов (Приложение 16).

На ограждении территории ГРС указывается название ГРС и эксплуатирующее Предприятие с указанием ответственного за эксплуатацию ГРС лица и номера телефона Предприятия, а также предусматривается знак "Газ. С огнем не приближаться" (Приложение 11).

6.1.6. Надежность и безопасность эксплуатации ГРС должны обеспечиваться:

периодическим контролем за техническим состоянием технологического оборудования, узлов и устройств, включая систему автоматической защиты;

поддержанием их в исправном техническом состоянии за счет соблюдения нормальных режимов работы и Правил эксплуатации, а также своевременного выполнения ремонтно-профилактических работ;

своевременной модернизацией и реновацией морально и физически изношенного оборудования, узлов и устройств;

соблюдением требований к зоне минимальных расстояний до населенных пунктов СН-275, промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений (Приложение 16);

своевременным предупреждением и ликвидацией отказов;

соблюдением Правил технической и безопасной эксплуатации;

соблюдением Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

6.1.7. Ввод в эксплуатацию ГРС после строительства, реконструкции и модернизации без выполнения пусконаладочных работ и пуск ГРС без соответствующего оформления приемосдаточного акта и регистрации сосудов, работающих под давлением, наличия связи с потребителем ЗАПРЕЩАЮТСЯ.

Подача газа потребителем для выполнения пусконаладочных работ осуществляется по разрешению местного органа Газнадзора ОАО "Газпром".

6.1.8. Другие типы подогревателей газа (неогневые) подвергаются переиспытанию согласно инструкциям заводов-изготовителей, но не реже одного раз в пять лет.

6.1.9. Каждая ГРС должна быть остановлена один раз в год для выполнения ремонтно-профилактических и наладочно-поверочных работ. Змеевики огневых подогревателей газа (тип ПГА-10, 100 и др.) не реже одного раза в два года должны подвергаться гидравлическому испытанию на прочность с составлением акта.

6.1.10. Для вновь разрабатываемого оборудования ГРС система автоматического управления должна обеспечивать:

включение в работу резервной редуцирующей нитки при выходе из строя одной из рабочих;

отключение исправной редуцирующей нитки при расходе газа через ГРС менее 20% от номинального (проектного);

сигнализацию о переключении редуцирующих ниток;
включение и контроль за работой подогревателей газа.

6.1.11. Порядок допуска на ГРС посторонних лиц и въезда транспорта определяется соответствующим подразделением производственного Предприятия.

6.1.12. Имеющаяся на ГРС охранная сигнализация должна содержаться в исправном состоянии.

6.1.13. Температура воздуха в помещениях ГРС должна соответствовать техническим требованиям заводов-изготовителей по эксплуатации технологического оборудования, вспомогательных устройств, контрольно-измерительных приборов, средств и систем автоматики, сигнализации, связи и телемеханики.

6.1.14. На трубопроводы ГРС (АГРС) также должен составляться Формуляр Подтверждения величины разрешенного рабочего давления (РРД) в соответствии с требованиями ПБ-08-183-98 "Порядок оформления и хранения документации, подтверждающее безопасность величины максимально разрешенного давления при эксплуатации объекта магистрального трубопровода". См. Приложение 7 настоящих Правил.

6.2. Организация эксплуатации

6.2.1. Служба или группа эксплуатации ГРС организуется и входит в состав ЛПУ МГ на основании приказа по производственному Предприятию. Служба или группа производит централизованное техническое обслуживание ГРС и ремонтные работы, а также выполняет мероприятия, обеспечивающие бесперебойную и безопасную эксплуатацию ГРС.

6.2.2. Эксплуатация ГРС должна выполняться в соответствии с действующими государственными и ведомственными нормативно-техническими документами (ГОСТ, Правила, инструкции и др.), а также соответствующими приказами и распоряжениями.

6.2.3. Техническое и методическое руководство эксплуатацией ГРС осуществляется производственный отдел Предприятия, а административное руководство осуществляет руководитель подразделения в соответствии с установленным распределением обязанностей.

Непосредственное руководство эксплуатацией ГРС осуществляет начальник (инженер) ГРС линейно-эксплуатационной службы.

6.2.4. Обязанности, права и ответственность обслуживающего персонала службы эксплуатации ГРС регламентируются действующим Положением по технической эксплуатации газораспределительных станций магистральных газопроводов.

6.2.5. Эксплуатация, текущий и капитальный ремонт, реконструкция и модернизация оборудования и систем ГРС должны осуществляться:

линейно-эксплуатационной службой - технологического оборудования, газопроводов, зданий и сооружений, систем отопления и вентиляции, территории и подъездных автодорог;

службой (участком) КИП и А - контрольно-измерительных приборов, телемеханики, автоматики и сигнализации, расходомерных пунктов;

службой (участком) электрохимзащиты (ЭХЗ) - оборудования и устройств электрохимзащиты;

службой (участком) энерговодоснабжения (ЭВС) - оборудования и устройств электроснабжения, освещения, молниезащиты, заземления;

службой (участком) связи - средств связи.

Распределение обязанностей между службами устанавливается ЛПУ МГ с согласованием с Предприятием, исходя из структуры объединения и местных особенностей.

6.2.6. Формы эксплуатации и численность персонала для каждой отдельной ГРС устанавливаются производственным Предприятием в зависимости от степени ее автоматизации, телемеханизации, производительности, категории (квалификации) потребителей и местных условий:

ЦЕНТРАЛИЗОВАННАЯ - без обслуживающего персонала, когда плановые профилактические и ремонтные работы осуществляются один раз в неделю персоналом службы ГРС;

ПЕРИОДИЧЕСКАЯ - с обслуживанием в одну смену одним оператором, периодически посещающим ГРС для выполнения необходимых работ согласно утвержденному графику;

НАДОМНАЯ - с обслуживанием двумя операторами, работающими на ГРС согласно утвержденному графику;

ВАХТЕННАЯ - с круглосуточным дежурством обслуживающего персонала на ГРС посменно, в соответствии с утвержденным графиком.

6.2.7. Эксплуатация ГРС должна осуществляться в соответствии с инструкцией по эксплуатации для каждой ГРС, разрабатываемой подразделением на основе требований настоящих Правил, Положения по технической эксплуатации ГРС, заводских инструкций по эксплуатации оборудования, входящего в состав ГРС, и другой технической документации.

6.2.8. Оборудование, запорная, регулирующая и предохранительная арматура должны иметь технологическую нумерацию, нанесенную несмываемой краской на видных местах в соответствии с технологической схемой ГРС.

На газопроводах ГРС должно быть указано направление движения газа, на штурвалах запорной арматуры - направление вращения их при открывании и закрывании.

6.2.9. Изменение давления на выходе ГРС и подача газа потребителю производятся оператором только по распоряжению диспетчера Предприятия или ЛПУ МГ с соответствующей записью в журнале оператора.

6.2.10. ГРС должна быть остановлена (приняты меры по закрытию входных и выходных кранов) самостоятельно оператором в случаях:

- разрыва технологических и подводящих газопроводов;
- аварии на оборудовании;
- пожара на территории ГРС;
- значительных выбросов газа;
- стихийных бедствий;
- во всех случаях, грозящих жизни людей и разрушению строений и оборудования;
- по требованию потребителя.

О каждом случае аварийной остановки ГРС оператор (или другое проверяющее лицо) должен немедленно доложить диспетчеру ЛПУ МГ и потребителю газа с последующей записью в журнале.

6.2.11. ГРС должна быть оборудована системами сигнализации и автоматической защиты от превышения и снижения давления на выходе.

Порядок и периодичность проверки сигнализации и защиты должны предусматриваться в инструкции по эксплуатации ГРС.

Эксплуатация ГРС без систем и средств сигнализации и автоматической защиты запрещается.

При отсутствии на эксплуатируемой ГРС систем автоматической защиты порядок оснащения их этими системами устанавливается Предприятием по согласованию с местными органами Газнадзора ОАО "Газпром".

6.2.12. ГРС должны обеспечивать автоматическое регулирование выходного давления газа, подаваемого потребителю, с относительной погрешностью, не превышающей $\pm 10\%$ от установленного рабочего давления.

Пределы срабатывания защитной автоматики и аварийной сигнализации по давлению газа на выходе ГРС должны быть одинаковыми и составлять не более $\pm 12\%$, а срабатывание предохранительных клапанов не свыше $+12\%$ от установленного (заданного) значения.

6.2.13. Устройство автоматики и сигнализации разрешается отключать только по распоряжению лица, ответственного за эксплуатацию ГРС, на период выполнения ремонтных и наладочных работ с регистрацией в журнале оператора.

6.2.14. Периодичность и порядок проверки предохранительных клапанов, устанавливаемых на каждом выходном газопроводе, должны предусматриваться в инструкции по эксплуатации ГРС.

Проверка настройки, а при необходимости, и регулировки предохранительных клапанов производится не реже двух раз в год, а полная их ревизия - не реже одного раза в год в соответствии с графиком.

Отрегулированный предохранительный клапан должен быть опломбирован и иметь бирку с надписью даты следующей настройки давления срабатывания.

6.2.15. В процессе эксплуатации ГРС предохранительные клапаны должны проверяться на срабатывание один раз в месяц, а в зимний период - не реже одного раза в десять дней с записью в журнале. Проверка предохранительных клапанов производится по инструкции.

Объединение сбросов газа предохранительных клапанов разных потребителей (особенно разных по давлению), уменьшение диаметра сбросной свечи по сравнению с диаметром выходного фланца и монтаж арматуры за клапаном ЗАПРЕЩАЮТСЯ.

6.2.16. При снятии предохранительного клапана для ревизии или ремонта вместо него устанавливают исправный предохранительный клапан аналогичного типоразмера с соответствующей настройкой срабатывания. Установка заглушки вместо снятого клапана

ЗАПРЕЩАЕТСЯ.

6.2.17. Запорная арматура на обводной линии ГРС должна быть закрыта и опломбирована. При необходимости, подача газа потребителю допускается только при выполнении ремонтных работ и аварийных ситуациях с уведомлением и распоряжением диспетчера ЛПУ МГ с записью в оперативном журнале.

При работе ГРС по обводной линии обязательны постоянное присутствие оператора и непрерывное измерение и регистрация выходного давления газа.

6.2.18. Порядок и периодичность удаления загрязнений из устройств очистки газа посредством продувок и слива жидкости определяются подразделением Предприятия с соблюдением требований защиты окружающей среды, санитарной и пожарной безопасности, а также с исключением попадания загрязнений в сети потребителей.

Продувочные линии должны иметь дроссельные шайбы, а емкости сбора конденсата - дыхательный клапан.

6.2.19. Осмотр и очистка внутренних стенок очистных аппаратов должны производиться по инструкции, предусматривающей меры, исключающие возможность возгорания пиррофорных отложений.

6.2.20. Применение метанола, при необходимости, на ГРС производится в соответствии с Инструкцией о порядке получения от поставщиков, перевозки, хранения, отпуск и применения метанола на объектах газовой промышленности.

Ввод метанола в коммуникации ГРС осуществляется оператором по распоряжение диспетчера ЛПУ.

6.2.21. Устройства водяного общего или местного подогрева газа, при необходимости, а также для отопления операторной ГРС должны отвечать требованиям инструкций заводоизготовителей и Правил устройства и безопасности эксплуатации водогрейных и паровых котлов с давлением не выше 0,07 МПа.

6.2.22. Газ, подаваемый потребителям, должен быть одорирован в соответствии с требованиями ГОСТ 5542-87. В отдельных случаях, определяемых договорами на поставку газа потребителям, одоризация не проводится.

Газ, подаваемый на собственные нужды ГРС (подогрев газа, отопление, дом оператора), должен быть одорирован. Система отопления ГРС и домов оператора должна быть автоматизирована.

6.2.23. Порядок учета расхода одоранта на ГРС устанавливается и осуществляется по форме и в сроки, регламентируемые ЛПУ МГ и производственным Предприятием.

6.2.24. ГРС должны обеспечивать автоматическое регулирование давления газа подаваемого потребителю, с погрешностью, не превышающей 10% от устанавливаемой рабочего давления.

6.2.25. Измерение объемного расхода и контроль за качеством показателей газа должны выполняться в соответствии с требованиями руководящих нормативных документов Госстандарта России и договорами по поставкам газа, а порядок коммерческого учета газа устанавливается производственным Предприятием.

6.2.26. При неравномерном газопотреблении измерения должны выполняться при расходах газа не ниже 30% (при применении диафрагменных расходомеров) и 20% (при применении турбинных и роторных счетчиков количества, а также при расходах газа, превышающих 95%).

Рабочие пределы измеряемых расходов газа 30-95 и 20-95% должны обеспечиваться за счет подключения к диафрагме соответствующего прибора и переключения измерительных трубопроводов (ниток) замерного узла вручную оператором или автоматически.

6.2.27. Ремонт, связанный с необходимостью отключения ГРС, должен планироваться на период наименее интенсивного отбора газа по согласованию с потребителями.

6.2.28. ГРС должны иметь пункт аварийного отключения, расположенный вне помещения на территории станции.

6.3. Техническое обслуживание и ремонт

6.3.1. Сроки и периодичность технического обслуживания и ремонта технологического оборудования, систем и устройств ГРС устанавливаются производственным Предприятием в зависимости от технического состояния и в соответствии с техническими требованиями заводских инструкций по эксплуатации, а также Положения по эксплуатации газораспределительных станций. Положения о планово-предупредительном ремонте средств измерений и автоматики.

Проведение текущего ремонта технологического оборудования, систем и устройств ГРС

определяется руководством ЛПУ МГ на основании графиков проведения планово-предупредительного ремонта и результатов плановых осмотров в процессе эксплуатации ГРС.

6.3.2. Ответственность за качество технического обслуживания и ремонта несут осуществляющий его персонал, руководители соответствующих подразделений и служб.

6.3.3. Техническое обслуживание и ремонт на ГРС выполняются оператором и службой ГРС. У оператора ГРС должны быть фонарь во взрывозащищенном исполнении и газоанализатор.

6.3.4. Контроль за техническим состоянием ГРС должен включать:
визуальный осмотр основных технологических узлов и вспомогательных устройств с выявлением внешних признаков их неисправностей и утечек газа из оборудования, запорной арматуры, газопроводов и коммуникаций;

осмотр сальниковых уплотнителей и фланцевых соединений, а также проверку герметичности соединительных линий, в том числе импульсных труб пневматических приборов;

проверку функционирования технологических узлов и вспомогательных устройств с учетом режимов их работы;

осмотр и проверку систем подогрева газа (при наличии), отопления, вентиляции, электроосвещения;

проверку и осмотр средств и систем КИП и А, сигнализации и связи;

осмотр и определение работоспособности одоризационной установки;

сохранность и работоспособность станции катодной защиты, включая проверку исправности технологической и охранной сигнализации.

6.3.5. Все неисправности, обнаруженные при техническом обслуживании, необходимо регистрировать в журнале оператора. В случае обнаружения неисправностей, которые могут привести к нарушению технологических процессов, следует принять меры, предусмотренные инструкцией по эксплуатации ГРС.

6.3.6. Техническое обслуживание и ремонты (текущий и капитальный) технологического оборудования, электрооборудования, оборудования и систем КИПи А, телемеханики и автоматики, сигнализации, отопления, вентиляции, станции катодной защиты и ее коммуникаций, должны осуществляться по графикам ППР, утвержденным руководителем подразделения Предприятия.

6.3.7. На предстоящий осенне-зимний период для каждой ГРС разрабатывается план мероприятий по обеспечению безаварийной работы ГРС, в котором должны быть предусмотрены:

осмотр и ремонт сальниковых уплотнителей и фланцевых соединений;

осмотр и ремонт запорной арматуры;

замена в запорных кранах летней смазки на зимнюю;

смена смазки в редукторах;

наличие аварийного запаса крановой смазки, гидрожидкости и одоранта;

проверка и ревизия котлоагрегатов, системы подогрева газа, отопления и вентиляции;

проверка связи ГРС - потребитель.

6.3.8. Виды ремонтных работ, проводимые на ГРС, должны осуществляться персоналом службы ГРС в соответствии с Положением по технической эксплуатации газораспределительных станций.

6.3.9. Проведенные ремонтные работы на ГРС должны приниматься начальником (или инженером) ГРС по акту с прилагаемой используемой технической документацией.

6.3.10. Для оценки технического состояния ГРС следует производить периодическую (не реже одного раза в пять лет) диагностическую проверку состояния металла труб и оборудования, работающих в условиях переменных давлений и температур газовых потоков, вибрации, воздействий коррозии и эрозии.

Работы по диагностике технических трубопроводов и оборудования ГРС проводятся организацией, имеющей лицензию на право производства этих работ, с указанием соответствующей методики (инструкции).

6.4. Техническая документация

6.4.1. На каждую ГРС подразделения должна быть следующая техническая документация:

акт отвода земельного участка;

акт приема газопровода-отвода и ГРС и исполнительная техническая документация;

схема технического обслуживания газопровода-отвода и ситуационный план местности;

принципиальные схемы (технологическая, автоматики, управления и сигнализации,

отопления и вентиляции, молниезащиты и заземления, электроосвещения и т.п.);
технический паспорт ГРС (АГРС) - Приложение 16;
паспорта на оборудование, приборы и заводские инструкции;
инструкции по эксплуатации ГРС;
Положение по технической эксплуатации ГРС;
схемы внутреннего электроснабжения и питающих ЛЭП;
НТД Госстандарта по измерению и расчету расхода газа;
инструкция по коммерческому учету газа, утвержденная Предприятием и согласованная с ЦПДУ;

другая нормативно-техническая документация, установленная Предприятием.

6.4.2. Непосредственно на ГРС должна быть следующая документация:

должностные инструкции обслуживающего персонала ГРС;
принципиальная технологическая схема с КИП и А;
инструкция по эксплуатации ГРС;
Правила (или ГОСТ) по измерению и расчету расхода газа;
журнал оператора;
план-график производства планово-предупредительных ремонтов;
журнал проверки рабочих зон и помещений ГРС и газопроводов, арматуры и газового оборудования собственных нужд на загазованность;
другая документация по усмотрению подразделения.

Оборудование, сооружения и системы, эксплуатационную документацию по ГРС должен проверять ответственный за эксплуатацию ГРС и принимать необходимые меры по обеспечению надлежащего уровня эксплуатации ГРС.

6.4.3. Изменения в принципиальных технологических схемах с КИП и А, сигнализации и электроосвещения, а также в оборудовании ГРС должны утверждаться Предприятием и вноситься в соответствующую техническую документацию.

7. ЭЛЕКТРОУСТАНОВКИ

7.1. Общие требования

7.1.1 Персонал, обслуживающий электроустановки магистральных газопроводов, должен руководствоваться следующими нормативными документами:

Правилами устройства электроустановок;
Правилами эксплуатации электроустановок потребителей;
Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей (РД 34.20.501-95);
Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей;
Правилами пользования электроэнергией;
Правилами применения и испытания средств защиты;
Руководством по эксплуатации электростанций собственных нужд;
Руководящим нормативным документом "Применение аварийных источников электроэнергии на КС МГ, УКПГ и других объектах газовой промышленности". РД 51-0158623-06-95;

Руководящим нормативным документом "Категорийность электроприемников, промышленных объектов газовой промышленности". РД 51-00158623-08-95;

строительными нормами и правилами; рабочими инструкциями по эксплуатации электрозащиты и противоаварийной автоматике;

заводскими инструкциями по монтажу и эксплуатации электрооборудования;
руководящими и инструктивными материалами Минтопэнерго и Главэнергонадзора России; РД "Система технического обслуживания и ремонта электроустановок МГ";

Руководящим нормативным документом "Расчет количества агрегатов электростанций, локальных систем электроснабжения в районах Крайнего Севера". РД 51-0158623-3-91, а также другими материалами согласно Приложению 1.

7.1.2. При наличии особых условий производства или электроустановок, эксплуатация которых не обусловлена настоящими или указанными выше Правилами, должны быть составлены дополнительные местные инструкции, утвержденные Предприятием. В разработанных местных инструкциях не допускаются ослабление действующих Правил, а также повторение действующих Правил или отдельных положений.

7.1.3. Электрооборудование магистральных газопроводов принимают в эксплуатацию в

соответствии с классификацией взрыво- и пожароопасных зон внутри и вне помещений, а также по категории и группе взрывоопасной смеси газов. При приемке руководствуются перечисленными выше и в Приложении 1 нормативными документами.

7.1.4. Электроснабжение КС магистральных газопроводов должно предусматриваться:

от сетей и подстанций энергосистем;

от электростанций собственных нужд (ЭСН) с газотурбинным и поршневым приводом, смонтированных из унифицированных блок-модулей;

от энергосистем и ЭСН.

Системы электроснабжения КС должны удовлетворять следующим требованиям:

электроснабжение электроприемников особой группы (системы жизнеобеспечения, КИП и А, освещения и т.п.) должно быть не чувствительным к колебаниям напряжения и частоты за счет применения агрегатов бесперебойного питания (АБП) и аварийных источников питания (АИП);

технологическое оборудование КС должно быть устойчивым к колебаниям напряжения и частоты в системе электроснабжения и обеспечивать нормальное восстановление технологического процесса при бестоковой паузе до ~ 10 мин (время на пуск и прием нагрузки резервного источника электроснабжения).

Блочно-модульная конструкция ЭСН должна позволять нормально эксплуатировать, обслуживать и ремонтировать размещенное оборудование.

Блочно-модульная конструкция ЭСН должна обеспечивать длительное хранение оборудования в самых сложных природно-климатических условиях.

В качестве резервных источников электроснабжения КС предусматриваются газотурбинные ЭСН мощностью до 4 МВт со временем пуска до 5 мин.

В качестве аварийных источников электроснабжения КС предусматриваются электростанции ограниченной мощности, позволяющие обеспечивать пуск и набор нагрузки от 5 до 30 с.

Мощность аварийных электростанций выбирается из расчета обеспечения нагрузок ГПА (кроме электроприводных), систем КИП и А, освещения, узлов связи, котельных, пожарных насосов и других электроприемников особой группы и первой категории.

7.1.5. Электроснабжение линейных потребителей должно предусматриваться от вдольтрассовых линий электропередачи. В отдельных случаях, при наличии техникоэкономического обоснования отказа от вдольтрассовой ЛЭП, допускается питание линейных потребителей отпайками или отдельными ЛЭП от источников энергосистем.

При отсутствии внешних источников используются электростанции малой мощности преимущественно с газовыми двигателями или нетрадиционными источниками электроэнергии (ветроагрегаты, топливные элементы и т.п.).

При наличии внешних источников электроснабжение линейных потребителей необходимо выполнять на напряжение 10,5 кВ в зависимости от источников питания. Выбор ЛЭП на напряжение 35 кВ должен выполняться также с учетом технико-экономического обоснования.

7.2. Организация эксплуатации электроустановок

7.2.1. На каждом Предприятии приказом должно быть назначено ответственное лицо за электрохозяйство, а также лицо, его замещающее, и утвержденный штат для обслуживания электрохозяйства.

7.2.2. Персонал, обслуживающий электроустановки магистральных газопроводов, должен быть дополнительно обучен технике безопасности и работе в газоопасных условиях, а также мерам пожарной безопасности. Он может быть допущен к работе только после проверки знаний специальной комиссией.

7.2.3. Дежурный персонал, выполняющий оперативное управление электрохозяйством, находится в оперативном подчинении диспетчера (сменного инженера).

7.2.4. Диспетчер (сменный инженер) должен иметь четвертую квалификационную группу по электробезопасности в газотурбинных и электроприводных цехах, так как дает распоряжения оперативному персоналу и участвует в переключениях.

Начальник электроприводного цеха должен иметь квалификационную группу по электробезопасности не ниже пятой. Начальник газотурбинного цеха, инженеры по ремонту и эксплуатации должны иметь группу по электробезопасности не ниже четвертой.

7.2.5. Эксплуатация электроустановок на КС, ГРС, линейной части, связи, КИП, телемеханики осуществляется службами энергоснабжения структурных подразделений, укомплектованных персоналом по утвержденным нормативам, обеспечивающим выполнение видов и объемов работ и безусловное выполнение правил ТБ при эксплуатации

электроустановок потребителей.

Работа и деятельность энергослужб подразделений определяются Положением о службе, в котором конкретно закреплены и перечислены все электроустановки, линии, помещения и механизмы, находящиеся в эксплуатации и ведении службы, с указанием границ ответственности.

7.2.6. Во всех производственных подразделениях руководитель цеха, службы, группы или участка несет ответственность за правильную и безопасную эксплуатацию электрооборудования своего участка и должен быть назначен лицом, ответственным за электрохозяйство цеха, службы, участка или группы в границах его обслуживания электроустановок, приказом по Предприятию после проверки знаний и присвоения соответствующей квалификации по ПТБ ЭЭП.

7.2.7. Режим работы электроустановок должен обеспечивать бесперебойную, безопасную и экономичную эксплуатацию основного технологического оборудования и безаварийную остановку ГПА.

Ответственным за электрохозяйство должны быть проработаны схемы нормальных, ремонтных и аварийных режимов электроснабжения.

7.2.8. Режим работы основных электростанций собственных нужд (ЭСН) должен обеспечивать бесперебойную работу КС с использованием, как правило, не менее четырех агрегатов (два в работе с загрузкой 50-70%, один в резерве, один в ремонте). На резервных ЭСН количество агрегатов уменьшено. Общее количество и мощность агрегатов, устанавливаемых на ЭСН, определяются согласно отраслевому руководящему документу РД 51-0158623-3-91 и принимаются на основании технико-экономического обоснования и расчетов надежности электроснабжения объектов МГ.

7.2.9. При оценке надежности ЭСН, работающих в системе электроснабжения объектов, рекомендуется учитывать только те отказы, последствия от которых приводят к остановке ГПА и КС, и те отказы, которые могут привести к остановке ГПА.

7.2.10. Выбор электроагрегатов по уровню автоматизации для основных и резервных электростанций должен производиться с учетом допустимой длительности перерывов электроснабжения для технологического процесса компримирования природного газа, а также с учетом применения резервных и аварийных источников энергии.

7.2.11. Блок-модули ЭСН должны иметь полную заводскую готовность и должны позволять собирать на месте ЭСН из укрупненных блоков. Расположение и компоновка оборудования в модулях не должны затруднять монтаж, демонтаж, а также выемку отдельных устройств, узлов и сборочных единиц для их технического обслуживания и ремонта.

7.2.12. Блок-модули по своим габаритам и массе должны позволять транспортировку автомобильным, железнодорожным и водным транспортом. Конструкция блоков должна обеспечивать выполнение требований основных нормативных документов, перечисленных в п.7.1.

7.2.13. Помещения электростанции должны иметь устройства автоматической пожарной сигнализации с выдачей сигнала на центральный щит управления и в пожарное депо, а наиболее опасные в пожарном отношении помещения - установки автоматическую пожаротушения.

7.2.14. На электростанции должны быть предусмотрены системы питьевого водоснабжения, вентиляции, отопления и канализации с учетом комфортных условий для обслуживающего персонала и требований существующих нормативных документов.

7.2.15. Системы отопления должны быть разработаны в соответствии с нормативными документами и предусматривать: утилизацию тепла уходящих газов газовых турбин для использования в качестве основного источника теплоснабжения, отопление зданий и сооружений ЭСН - водяное с установкой местных нагревательных приборов и электрическое (резервное). В помещениях, где имеется возможность скопления вредных газов или паров, необходимо предусмотреть механическую приточно-вытяжную вентиляцию, в остальных помещениях вентиляция естественная. В зимнее время должен осуществляться подогрев приточного воздуха, подаваемого в рабочую и верхнюю зоны помещений. Необходимо также предусмотреть контроль загазованности ЭСН с выдачей предупредительного сигнала на щит при концентрации метана 0,5% и аварийного автоматического отключения подачи газа к двигателю при концентрации метана 1,0%.

7.2.16. ЭСН должна соответствовать установкам основного (базового) назначения.

7.2.17. Программа технического обслуживания, эксплуатации и ремонта агрегатов ЭСН, разрабатываемая заводом - изготовителем, должна включать в себя документацию согласно общепринятым требованиям.

7.2.18. Агрегаты ЭСН должны быть оснащены системой предупредительной сигнализации, аварийной защитой и комплексной системой диагностического обеспечения, включающей в себя: теплотехническую диагностику, виброакустическую диагностику, устройства для осмотра элементов агрегата без вскрытия, контроль состояния изоляции генератора.

7.2.19. Уровень шума, создаваемый ЭСН в зоне обслуживания, не должен превышать 80 дБ. Система шумоглушения должна обеспечивать снижение уровня шума в районе воздухозабора и выхлопа до санитарных норм.

7.2.20. Октавные уровни вибрации, измеренные на рабочем месте в отсеке управления ЭСН, не должны превышать норм, установленных ГОСТ 12.1.012-78, категория 3а.

7.2.21. Октавные уровни звукового давления в отсеке управления не должны превышать норм, установленных ГОСТ 12.1.003-83.

7.2.22. Выбросы вредных веществ ЭСН с отработанными газами не должны превышать норм, установленных ГОСТ 29328-92 и ГОСТ 24585-81.

7.2.23. Предельно допустимые концентрации вредных веществ на рабочем месте в отсеке управления ЭСН не должны превышать норм, установленных ГОСТ 13822-82.

7.2.24. Конструкция агрегата ЭСН и уровень его автоматизации должны обеспечивать его работу без присутствия персонала или при наличии периодического обслуживания за счет высокой автоматизации.

7.2.25. Системы аварийно-предупредительной сигнализации и защиты при отклонении контролируемых параметров от нормы должны обеспечивать световую и звуковую сигнализацию, а при дальнейшем отклонении - автоматическую остановку. Система защиты должна быть заблокирована с электрической системой управления генератором и общестанционными системами электростанции.

7.2.26. В системе управления пуском агрегата ЭСН должен быть предусмотрен период автоматического вентилирования с длительностью, достаточной для удаления утроенного объема воздуха, заключенного во всем газоздушном тракте ГТУ, включая выхлопную трубу, после чего может быть произведено зажигание.

7.2.27. ЭСН должна быть оборудована системой, исключающей возможность загазованности помещения и включающей в себя вентиляцию, датчики загазованности и вторичные исполнительные приборы. Должны также предусматриваться средства отключения вентиляции в период пожарной ситуации.

7.2.28. Агрегаты ЭСН должны иметь конструкцию, компоновку оборудования и трубопроводов, которые обеспечивают условия работы обслуживающего персонала в соответствии с действующими нормами техники безопасности и эргономики (размеры площадок обслуживания, доступность мест обслуживания, освещенность, отопление и др.).

7.2.29. Горячие поверхности турбогенератора ЭСН в местах возможного контакта обслуживающего персонала должны быть закрыты теплоизолирующими кожухами (изоляциями).

7.2.30. Общая освещенность оборудования, размещаемого в блоках (в здании), должна соответствовать действующим нормам с учетом возможности проведения ремонтных работ. Должно быть также предусмотрено аварийное освещение.

7.2.31. Агрегат ЭСН должен поставляться комплектно, обеспечивая монтаж блоков и пуск их в эксплуатацию без разборки и ревизии. Наружные трубопроводы и электрические коммуникации, соединяющие блоки, должны быть сведены к минимуму и иметь простые соединения.

7.2.32. Аппараты, трубопроводы и детали, работающие под давлением, должны подвергаться гидравлическим испытаниям в соответствии с требованиями рабочих чертежей и Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

7.2.33. Основные и резервные электроагрегаты работают на природном газе. Для аварийных электростанций необходимо предусматривать пополняемый двухсуточный запас топлива в зонах с умеренным климатом и десятисуточный - в зонах холодного климата. На топливных и масляных баках необходимо предусматривать возможность измерения уровня и систему автоматического контроля уровня топлива.

7.2.34. Оборудование аварийного электроагрегата должно поддерживаться в состоянии, обеспечивающем его автоматический запуск при исчезновении основного питания. Количество установленных аварийных электроагрегатов и их мощность должны обеспечивать покрытие нагрузок особо ответственных электроприемников и рассчитываться по методике, изложенной в отраслевом документе РД 51-0158623-3-91.

7.2.35. Электрооборудование, находящееся в резерве (трансформатор собственных нужд, если на него не подано напряжение, устройства автоматического включения резерва), должно

периодически опробоваться по графику, утвержденному ответственным за электрохозяйство, но не реже двух раз в год. Работоспособность механической части аварийных дизель-генераторов проверяется не реже одного раза в месяц. Работоспособность аварийных электростанций проверяется еженедельно имитацией пуска и два раза в год под нагрузкой.

7.2.36. На каждой КС должны быть карты уставок релейной защиты (РЗ) и противоаварийной автоматики (ПА), подтвержденные соответствующими расчетами. Периодически, по мере изменения условий внешнего и внутреннего электроснабжения, должны выполняться повторно расчеты токов короткого замыкания, РЗ и ПА. Уставки защит и автоматики на вводах от энергосистемы должны быть согласованы со службой релейной защиты автоматики (РЗА) энергосистемы.

7.2.37. Для производства ремонтов и осмотров электроустановок ответственный за электрохозяйство ежегодно составляет график, который утверждается главным инженером (заместителем начальника Предприятия). Продолжительность и сроки ремонта и осмотров электрооборудования устанавливаются на основании Положения о техническом обслуживании и ремонте электроустановок, утв. МП от 17.05.89. Осмотры как самостоятельные операции планируются лишь для установок, где нет постоянного дежурного персонала. В установках с постоянным дежурством осмотры включаются в функции оперативного персонала и входят в состав технического обслуживания.

7.2.38. При обнаружении дефекта в процессе эксплуатации или при профилактических испытаниях необходимость внеочередных капитальных или текущих ремонтов электрооборудования определяет ответственный за электрохозяйство.

7.2.39. Во взрывоопасных зонах эксплуатация и ремонт электроустановок ведутся в соответствии с требованиями ПТЭ электроустановок потребителей.

7.2.40. Порядок вывода электрооборудования в ремонт и испытания, а также порядок оформления сложных переключений в электроустановках устанавливает Предприятие на основании действующих нормативных документов. Все сложные переключения в электроустановках выполняются на бланках переключения, простые переключения выполняются согласно инструкции по оперативным переключениям по наряду. Переключения при ликвидации аварии выполняет оперативный персонал без наряда с последующей записью в оперативном журнале.

7.2.41. Изменения в электрические схемы могут быть внесены только с разрешения лица, ответственного за электрохозяйство, и по согласованию с главным энергетиком Предприятия.

7.2.42. Временные изменения в электрических схемах должны быть отражены в оперативной документации.

7.2.43. Кабельные каналы и приямки в КЦ с газотурбинным приводом должны быть засыпаны песком.

7.2.44. При питании нескольких агрегатных сборок по кольцевой схеме от двух секций КТП-0,4 кВ (когда сборки питаются одна через другую) питающее кольцо должно быть разомкнуто на одном из вводных выключателей агрегатного щита станций управления (АЩСУ) для обеспечения селективного действия защит.

7.2.45. При радиальной схеме питания агрегатных сборок АЩСУ от двух секций КТП-0,4 кВ секционные выключатели АЩСУ в нормальном режиме должны быть отключены.

7.2.46. Все электрооборудование в электроустановках и электродвигатели технологических агрегатов должны быть пронумерованы в соответствии с маркировкой приводимого оборудования.

7.2.47. Аккумуляторные батареи должны эксплуатироваться в режиме постоянного подзаряда. Подзарядная установка, как правило, должна быть оборудована устройством стабилизации напряжения на щитах батареи с точностью $\pm 2\%$.

В месте нахождения дежурного персонала должен быть постоянный контроль за исправностью системы постоянного оперативного тока с помощью соответствующей сигнализации.

7.2.48. На КС один раз в два-три года должен выполняться контрольный разряд батареи для определения ее фактической емкости. Заряжать и разряжать батарею допускается током не выше его максимального значения, установленного для данного типа батареи.

7.2.49. На ЭСН предусматриваются две аккумуляторные батареи со щитами постоянного тока. Схема питания постоянным током аварийных цепей управления и сигнализации вторичных устройств ЗРУ, КТП и др. организуется по кольцевому принципу.

7.2.50. Системы релейных защит и противоаварийной автоматики ЭСН должны выполняться на микропроцессорной элементной базе.

7.2.51. Система управления, контроля и защиты электроагрегатов ЭСН должна быть удобной в эксплуатации, выполняться на базе микропроцессорной техники и обеспечивать: высокую надежность при минимальном количестве эксплуатационного и ремонтного персонала, возможность оперативного управления электроагрегатами ЭСН, главной электрической схемой, схемой собственных нужд, а также ответственными механизмами устройствами, быструю ориентировку персонала при аварийных режимах и ликвидацию последствий аварий.

7.2.52. Для повышения надежности АСУ ЭСН должны применяться:

- цифровые интегральные схемы;
- дублирование элементной базы и каналов передачи информации ответственных функциональных комплексов;
- самодиагностика средств вычислительной техники;
- непрерывный контроль измерительных каналов, цепей датчиков и исполнительных механизмов;
- волоконно-оптические линии связи.

7.2.53. Эксплуатационные показатели надежности ЭСН необходимо находить статистическим методом с использованием аппарата математической статистики или малых выборок.

7.2.54. Электростанции малой мощности с ветроэлектрическими установками (ВЭУ) являются экологически чистыми источниками электроэнергии, которые необходимо применять с наибольшей эффективностью в регионах, где среднегодовая скорость ветра превышает 4-6 м/с.

Маломощные ВЭУ (до 60 кВт) рациональнее использовать как дополнительные источники в целях экономии топлива.

7.2.55. ВЭУ могут применяться для электроснабжения установок катодной защиты, радиорелейных станций, жилпоселков, домов линейных обходчиков и как дополнительный источник электроэнергии для электроснабжения собственных нужд КС.

7.2.56. При разработке ТЭО электроснабжения УКЗ и т.п. целесообразно проводить работы с целью оценки возможности применения нетрадиционных источников на базе топливных элементов.

7.2.57. Монтажные работы по установке ВЭУ должны производиться специально подготовленным персоналом, знающим устройство и условия работы ВЭУ, а также правила монтажа и техники безопасности.

7.2.58. При длительных провалах скоростей ветра потребитель должен получать питание от резервного источника. Наиболее эффективна работа ветроэлектростанции с одиночными дизельными электростанциями, а также с энергетической системой.

7.2.59. В качестве основного источника электроэнергии рекомендуется использование ВЭУ в комплекте с термоэлектрическими установками, резервным является двигатель внутреннего сгорания, а аварийным - аккумуляторные батареи.

7.3. Техническая документация

7.3.1. На электроустановках (генерирующих, потребительских и преобразовательно-распределительных) должна быть следующая техническая документация:

генеральный план участка с нанесением всех сооружений и основных подземных коммуникаций:

- технический паспорт электростанции, технические паспорта и исполнительные чертежи каждого агрегата, отчеты и акты по испытаниям и ремонтам;
- исполнительные чертежи зданий и сооружений;
- чертежи всего подземного хозяйства;
- альбомы чертежей запасных частей;
- исполнительные схемы первичных и вторичных соединений;
- инструкции должностные и производственные по обслуживанию оборудования;
- одноименные схемы электрических сетей ЛЭП и подстанций;
- паспорта на взрывозащищенное оборудование и установки.

7.3.2. На сосуды, расположенные на электростанции, работающие под давлением, подъемные и грузоподъемные машины должны быть паспорта, и они также должны быть зарегистрированы в Госгортехнадзоре России, если это предусмотрено соответствующими правилами.

7.3.3. На основных агрегатах электростанций (двигателях, генераторах, трансформаторах), а также на электродвигателях и другом вспомогательном оборудовании должны быть заводские таблички с номинальными данными согласно ГОСТ на это оборудование

7.3.4. Все основные и вспомогательные агрегаты на электростанциях, системы секции сборных шин, арматура, заслонки газо- и воздухопроводов и др. должны быть пронумерованы. Основные агрегаты на электростанциях собственных нужд должны иметь порядковые номера, а вспомогательные - тот же номер, что и основной агрегат, с добавлением букв А, Б, В и т.д.

7.3.5. Дежурный персонал, обслуживающий электроустановки, должен иметь следующую оперативную документацию по установленной форме:

оперативный журнал для записи в хронологическом порядке всех изменений в схемах, состояния, режима работы и дефектов оборудования, а также полученных оперативных указаний и распоряжений вышестоящего технического персонала;

книгу распоряжений - для записи распоряжений вышестоящего технического персонала, имеющих постоянный характер или срок действия более суток;

книгу заявок диспетчеру на ремонт и остановку основного оборудования электростанции;

книгу вывода в ремонт оборудования, на которое не требуется разрешения диспетчера;

акты приемки скрытых работ, испытаний и наладки электрооборудования;

акты приемки электроустановок в эксплуатацию.

Ответственные за электрохозяйство должны иметь:

оперативный журнал для записи в хронологическом порядке производимых, за смену операций, переключений и других работ, а также автоматических отключений, работы защиты и автоматики, установки и снятия переносных заземлений, повреждений или нарушений нормальной работы оборудования и полученных оперативных указаний и распоряжений вышестоящего технического персонала;

книгу учета распоряжений или записи распоряжений вышестоящего технического персонала, имеющих постоянный характер или срок действия более суток;

журнал дефектов и неполадок с оборудованием для записи, замеченных во время смены дефектов и неполадок, устранение которых не может быть произведено силами смены;

суточную оперативную или мнемоническую схему электрических соединений;

карту установок релейной защиты и автоматики;

журнал грозовых отключений, замыканий на землю и работы защит от перенапряжений;

комплект схем электроснабжения.

7.3.6. На щитах управления электростанции и диспетчерских пунктах должны вестись суточные ведомости по установленным формам.

7.3.7. Оперативную документацию ежедневно должен просматривать вышестоящий технический персонал и принимать надлежащие меры по устранению замеченных дефектов и ненормальностей в работе оборудования и персонала.

7.3.8. АСУ электростанции должна обеспечивать регистрацию и архивное хранение информации и иметь программное обеспечение, позволяющее решать информационные, аналитические, диагностические и диалоговые задачи по обеспечению работы электростанции и всех подсистем жизнеобеспечения, вести учет выработки и расхода электроэнергии и тепла. Применяемая компьютерная техника и интерфейс должны соответствовать современному техническому уровню и дизайну.

8. ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ

8.1. Общие требования

8.1.1. Требования настоящего раздела распространяются на магистральные трубопроводы и отводы от них, трубопроводы технологической обвязки КС, ГРС, трубопроводы и скважины ПХГ, силовые кабели и кабели технологической связи.

8.1.2. Названные сооружения подлежат комплексной защите от коррозии защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты (ЭХЗ) в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164-98 и ГОСТ 9.602-89.

При защите от коррозии кабелей связи и силовых кабелей следует руководствоваться также нормативной технической документацией Минсвязи и Минэнерго РФ.

8.1.3. Система ЭХЗ сооружений от коррозии всего объекта в целом должна быть построена и включена в работу до сдачи сооружений в эксплуатацию.

На участках высокой и повышенной коррозионной опасности (ВКО и ПКО), а также в зонах действия блуждающих токов необходимо в период их строительства обеспечивать временную защиту. Временная система ЭХЗ должна быть построена и включена в работу не позднее первого месяца после укладки трубопровода в грунт и засыпки.

Зоны высокой и повышенной коррозионной опасности определяются (на новых

газопроводах) на этапе проектирования проектирующей организацией и уточняются в процессе эксплуатации службой защиты от коррозии эксплуатирующего Предприятия.

8.1.4. Газопроводы при надземной прокладке, включая зону их выхода из грунта на поверхность, подлежат защите от атмосферной коррозии металлическими и/или неметаллическими защитными покрытиями в соответствии с проектом или действующей НТД.

8.1.5. Защитное покрытие законченных строительством (или отремонтированных) участков магистральных газопроводов должно контролироваться прибором - искателем повреждений, не ранее двух недель после укладки и засыпки газопровода, а также определением переходного сопротивления газопровода на постоянном (метод катодной поляризации) и/или переменном токе в соответствии с НТД. Не допускается выполнять контроль защитных покрытий в мерзлых грунтах.

8.1.6. Новые трубопроводы должны иметь сертификат соответствия противокоррозионной защиты требованиям стандартов и НТД. Для эксплуатируемых трубопроводов сертификат соответствия выдается только после комплексного обследования.

Регламент и процедура сертификации газопровода с различными видами коррозионных повреждений (язвенная коррозия, КРН, коррозия под отслоившемся покрытием) определяются НТД.

Разрешается ввод газопровода во временную эксплуатацию по решению рабочей комиссии с последующей проверкой защитного покрытия после оттаивания и увлажнения грунтов и окончательной приемкой в эксплуатацию контролируемого участка газопровода.

8.2. Организация эксплуатации

8.2.1. Техническое и методическое решение вопросов защиты от коррозии на производственном Предприятии осуществляет производственный отдел защиты от коррозии Предприятия в соответствии с указаниями Отдела противокоррозионной защиты и диагностики коррозии сооружений ОАО "Газпром", "Руководством по эксплуатации средств противокоррозионной защиты подземных газопроводов", ГОСТ Р 51164-98, ОСТ и другой действующей нормативно-технической документацией.

Техническое и административное руководство эксплуатацией средств защиты от коррозии в подразделении осуществляет руководитель подразделения в соответствии с установленным распределением обязанностей.

Непосредственное руководство работами осуществляет руководитель службы (группы, участка) защиты от коррозии с прямым подчинением главному инженеру Предприятия.

Начальник отдела защиты от коррозии Предприятия и руководитель службы защиты от коррозии подразделения несут ответственность за защиту от коррозии сооружений и за представление данных по коррозии и защите соответствующего предприятия (подразделения).

8.2.2. Основной задачей службы защиты от коррозии является обеспечение эффективной защиты сооружений от коррозии с целью надежной и безаварийной их работы; при этом служба защиты от коррозии подразделения должна:

- обеспечивать бесперебойную работу установок дренажной, катодной и протекторной защиты путем своевременного проведения профилактических и ремонтных работ;

- обеспечивать поддержание защитных потенциалов по протяженности и во времени, контролировать их величину;

- обеспечивать бесперебойное функционирование средств контроля за коррозионным состоянием в объемах, определяемых действующей НТД;

- своевременно внедрять новые средства защиты от коррозии, отечественные и зарубежные технологии и средства измерений, направленные на повышение точности определения параметров защиты;

- повышать надежность электроснабжения установок катодной защиты, предусматривать для вдольтрассовых линий электропередачи использование автоматов включения резерва, аварийной сигнализации на пульте диспетчера, введение резервного питания ЛЭП согласно ГОСТ Р 51164-98;

- контролировать состояние защитного покрытия и коррозионное состояние сооружений;
- определять участки сооружений повышенной и высокой коррозионной опасности, обеспечивать (совместно со службой КИП и А) дистанционный контроль опасности коррозии по индикаторам коррозии и параметров ЭХЗ на этих участках согласно ГОСТ Р 51164-98;

- составлять оценку и долговременный прогноз коррозионного состояния сооружений на период не менее 5 лет;

осуществлять технический надзор за качеством нанесения защитных покрытий и строительством средств защиты от коррозии и контроля за коррозией;

обеспечивать своевременное и качественное ведение техдокументации и представление отчетности в вышестоящие организации и органы надзора.

8.3. Техническое обслуживание и ремонт

8.3.1. Технический осмотр и контроль работы средств ЭХЗ следует проводить с периодичностью не реже четырех раз в месяц на установках дренажной и катодной защиты, не оборудованных средствами дистанционного контроля, в зонах блуждающих токов и коммуникаций промплощадок КС и двух раз в месяц, на установках катодной защиты вне зоны блуждающих токов; не реже одного раза в квартал - на установках катодной защиты, оборудованных средствами дистанционного контроля, установках протекторной защиты, защитных футлярах (кожухах) и изолирующих соединениях (изолирующих фланцах и муфтах).

При техническом осмотре и проверке необходимо выполнять:

контроль режимов работы УДЗ, УКЗ, УПЗ;

измерение защитных потенциалов в точках дренажа УКЗ, УПЗ и УДЗ;

профилактическое обслуживание контактных соединений, анодных заземлений, узлов и блоков преобразователей катодной и дренажной защиты; оценку непрерывности работы УКЗ по счетчику времени или счетчику электрической энергии;

оценку состояния изолирующих соединений (фланцев), оценку защищенности футляров и наличия гальванического футляра с трубопроводом;

оценку скорости коррозии и интенсивности проникновения водорода в стенку трубы в соответствии с действующей НТД.

Результаты контроля заносятся в полевой журнал УДЗ, УКЗ.

Данные о количестве и причинах отказов, а также времени простоев всех средств ЭХЗ - УДЗ, УКЗ и УПЗ заносят в журнал контроля эксплуатационной надежности средств ЭХЗ, в котором фиксируется число отказов и время простоя средств ЭХЗ по основным элементам: в цепях электроснабжения, преобразования тока и нагрузки. Сведения по эксплуатационной надежности системы ЭХЗ сооружения должны ежеквартально передаваться в вышестоящее производственное Предприятие.

8.3.2. Допускается отключение каждой установки ЭХЗ при необходимости проведения регламентных и ремонтных работ, но не более 80 ч. в квартал для УКЗ и УПЗ и не более 24 ч. - для УДЗ. При проведении опытных или исследовательских работ допускается отключение средств ЭХЗ на суммарный срок не более 10 суток в год для УКЗ и УПЗ и на 3 суток для УДЗ.

8.3.3. Контроль защитных покрытий при эксплуатации сооружений должен выполняться методами интегральной и локальной оценки. Интегральная оценка состояния защитных покрытий должна выполняться ежегодно: на основании данных о силе тока УКЗ (УПЗ) и распределении потенциалов вдоль сооружения. Допускается оценка качества защитного покрытия по величине переходного сопротивления трубопровода, определенного с использованием методов постоянного и/или переменного тока в соответствии с действующей НТД.

Детальная оценка состояния защитных покрытий по протяженности газопроводов должна проводиться после первого года эксплуатации методами электрометрии с выборочным шурфованием на наиболее опасных участках трубопровода, выявленных по результатам измерений.

Обнаруженные повреждения защитного покрытия должны быть "привязаны" к трассе с точностью до ± 1 м, занесены в ведомость дефектов в защитном покрытии сооружения и, при необходимости, устранены согласно НТД.

8.3.4. Контроль защитных потенциалов на всех контрольно-измерительных пунктах следует проводить согласно ГОСТ Р 51164-98.

8.3.5. Потенциалы на всем протяжении защищаемых сооружений следует первоначально измерять выносным электродом сравнения непрерывно или с шагом измерения не более 10 м в период между первым и вторым годами эксплуатации. В дальнейшем не реже одного раза в год выполняется контроль потенциалов без омической составляющей не менее чем в двух точках на участках минимальных потенциалов в промежутке между соседними УКЗ.

Измерение потенциала следует производить также после реконструкции систем ЭХЗ, сети подземных коммуникаций, изменений интенсивности блуждающих токов и после капитального ремонта сооружения.

8.3.6. Потенциал без омической составляющей рекомендуется измерять по зондмодульной технологии в соответствии с отраслевыми рекомендациями в стационарных и временно оборудованных пунктах измерений.

8.3.7. На участках высокой коррозионной опасности необходимо осуществлять контроль потенциала без омической составляющей в специальных контрольно-измерительных (СКИП) или контрольно-диагностических пунктах (КПД). Рекомендуется установка СКИП или КПД на участках повышенной коррозионной опасности, в зонах пересечений с другими сооружениями, электрифицированными железными дорогами, автострадами и т.п. Места установки и регламент измерений определяются НТД.

8.3.8. Дополнительные измерения защитных потенциалов без омической составляющей следует проводить с шагом не более 10 м в зонах минимальных потенциалов на участках повышенной и высокой коррозионной опасности не менее одного раза в пять лет.

8.3.9. Защищенность сооружений следует оценивать по протяженности и во времени. Следует ежегодно составлять ведомость участков трубопроводов, имеющих потенциалы ниже минимальных и выше максимальных значений по абсолютной величине с указанием границ участков и продолжительности отклонений параметров ЭХЗ от заданных величин.

8.3.10. Коррозионное состояние сооружения определяют методом внутритрубной дефектоскопии и/или комплексным электрометрическим обследованием с контрольным шурфованием не реже одного раза в 5 лет - для участков высокой коррозионной опасности (ВКО), 10 лет - для участков повышенной коррозионной опасности (ПКО) и 20 лет - для участков умеренной коррозионной опасности (УКО).

Опасность коррозионного растрескивания под напряжением определяется пропуском специальных снарядов-дефектоскопов и/или другими специальными методами диагностики.

Шурфование, при оценке коррозионного состояния, должно проводиться до нижней образующей с полным вскрытием сооружения, рекомендуемый объем ежегодного шурфования - не менее одного шурфа на 25 км линейной части магистрального газопровода по каждой нитке при многониточной системе; одного шурфа на 10 км коллекторов и шлейфов ПХГ; одного шурфа - на 1,0 км подземных технологических коммуникаций КС и ПХГ.

Шурфование в первую очередь следует проводить на участках, определенных по результатам обследований, а также на участках сооружений с температурой эксплуатации выше +30°C, в анодных и знакопеременных зонах, на участках с неудовлетворительным состоянием защитного покрытия, не обеспеченных непрерывной катодной поляризацией по протяженности и во времени, а также на участках ВКО и ПКО.

8.3.11. К зонам повышенной коррозионной опасности относятся участки:

в засоленных грунтах (солончаковых, солонцах, солодах, сорах, полях с минеральными удобрениями и др.);

зоны блуждающих токов источников постоянного тока;

частки сооружений с температурой транспортируемого продукта 303 К (30°C) и выше;

в болотистых, заболоченных, черноземных и поливных грунтах, на участках перспективного обводнения или орошения;

на подводных переходах и в поймах рек, а также на переходах через железные и автомобильные дороги и на расстоянии в обе стороны от переходов, согласно НТД;

участки промышленных и бытовых стоков, свалок мусора и шлаков;

на территориях компрессорных, газораспределительных и насосных станций, а также установок комплексной подготовки газа на расстояние в обе стороны от них, согласно НТД;

вертикальные участки сооружений в зонах их выхода из грунта на поверхность;

на пересечениях с различными трубопроводами, включая по 350 м в обе стороны от места пересечения.

К зонам высокой коррозионной опасности, выявляемым в процессе эксплуатации, относятся: участки сооружений между установками ЭХЗ, на которых произошли отказы по коррозионным причинам (разрывы, свищи) или обнаружены коррозионные язвы и трещины, скорость коррозии которых превышает 0,30 мм в год.

Участки газопроводов, не входящие в группы ВКО и ПКО, относятся к участкам умеренной коррозионной опасности (УКО).

8.3.12. Выборочный контроль коррозионного состояния на участках ВКО и ПКО при обследованиях сооружений в шурфах должен выполняться в соответствии с НТД совместно с определением состояния защитного покрытия и параметров ЭХЗ в следующем объеме:

измерение естественного потенциала и потенциалов без омической составляющей:

определение и описание характера, размеров и расположения повреждений защитного

покрытия, включая сквозные дефекты, складки, гофры, зоны отслаивания;
определение pH почвенного электролита в прилегающем к трубопроводу грунте;
определение количества, глубины, площади, расположения по окружности трубы коррозионных повреждений металла с оформлением акта;

отбор проб грунта и передача на химический анализ в специализированную организацию при наличии коррозионных каверн (трещин) глубиной более 3 мм при периоде эксплуатации до 10 лет и глубиной более 2 мм при периоде эксплуатации до 5 лет.

8.3.13. Контроль за изменением скорости коррозии во времени выполняется в контрольно-диагностических пунктах (КДП), которые устанавливаются в отдельных коррозионно-опасных точках газопроводов, выявленных по результатам внутритрубной дефектоскопии и/или по результатам обследований, согласно НТД.

8.3.14. Контрольно-измерительные пункты (КИП) для контроля параметров ЭХЗ по ГОСТ Р 51164-98 должны устанавливаться над осью сооружения, окрашиваться в яркий цвет, иметь маркировку и привязку к трассе сооружения. Во всех точках измерения потенциалов должна быть обеспечена возможность контакта неполяризуемого электрода сравнения с грунтом в постоянно зафиксированной на поверхности земли точке измерения.

8.3.15. Коррозионное обследование сооружений на участках различной коррозионной опасности должно выполняться согласно НТД.

8.3.16. На участках высокой коррозионной опасности, по рекомендациям ГОСТ Р 51164-98, поэтапно внедряется 100%-ное резервирование в цепях электроснабжения, преобразования и нагрузки, а также коррозионный мониторинг (включающий КДП и средства дистанционного контроля параметров коррозии и защиты). Отказы в работе средств ЭХЗ на участках ВКО и ПКО, оснащенные средствами дистанционного контроля, приравниваются к аварийным и должны быть устранены в течение 24 ч.

8.3.17. Все установки катодной защиты на новых газопроводах, построенных (или реконструируемых) после 2000 г., а также на действующих трубопроводах в зонах повышенной и высокой коррозионной опасности оборудуются средствами дистанционного контроля и управления режимами работы УКЗ согласно НТД.

8.3.18. Ремонт повреждений в покрытиях трубопровода должен проводиться в соответствии с требованиями действующей нормативной документации. Защитное покрытие на отремонтированном участке должно удовлетворять требованиям, предъявляемым к основному покрытию сооружения.

8.3.19. Трубопроводы, проходящие в одном технологическом коридоре, должны быть включены в систему совместной электрохимической защиты. При невозможности создания системы совместной защиты допускается применение раздельной схемы защиты с осуществлением мероприятий по исключению вредного влияния на соседние сооружения.

8.3.20. Схемы защиты трубопроводов от коррозии (совместная или раздельная) должны выбираться, исходя из конкретных условий эксплуатации и экономической целесообразности.

При осуществлении совместной защиты все электрические переключатели должны быть разъемными с выводом соединительных кабелей на контрольно-измерительный пункт. Щиток коммутации КИП должен иметь легкодоступные и надежные разъемные соединения. В схемах ЭХЗ недопустимо применение "глухих" переключателей.

8.3.21. В "анодных" и "знакопеременных" зонах влияния блуждающих токов УКЗ должны быть оснащены автоматическими преобразователями и работать в режиме автоматического поддержания заданного потенциала.

8.4. Техническая документация

8.4.1. Служба защиты от коррозии должна иметь следующую техническую документацию:
планы и графики ППР средств ЭХЗ;
паспорта и полевые журналы установок катодной, дренажной, протекторной защиты и средств дистанционного контроля;
акты испытаний защитных покрытий методом катодной поляризации;
масштабные схемы газопроводов с указанием видов и типов защитных покрытий, УКЗ; участков ПКО, ВКО, электроснабжения;
ведомость дефектов в защитном покрытии;
акты обследования газопровода в шурфах;
акты ремонтов защитного покрытия газопроводов;
принципиальные электрические схемы расстановки средств ЭХЗ и питающих ЛЭП;

ежегодные диаграммы распределения по КИП суммарных потенциалов без омической составляющей вдоль сооружения;

материалы обследований, включая диаграммы распределения защитных потенциалов методом выносного электрода, диаграммы распределения градиентов вдоль сооружения и др.;

ведомость участков газопроводов, имеющих потенциалы ниже минимальных и выше максимальных значений;

журнал контроля эксплуатационной надежности средств ЭХЗ;

ведомости измерений скорости коррозии и параметров защиты в КДП;

диаграммы распределения коррозионных дефектов вдоль сооружения;

коррозионные карты (паспорт) участков газопровода с выделением зон умеренной, повышенной и высокой коррозионной опасности;

формы статистической отчетности N 25-ГАЗ и N 25р-ГАЗ;

долгосрочный (на 5 лет) план капремонта средств ЭХЗ;

исполнительную документацию по ЭХЗ;

отчеты по всем проведенным обследованиям на газопроводах и объектах Предприятия (подразделения);

долговременный прогноз коррозионного состояния;

другую документацию, установленную Предприятием.

Диаграммы, ведомости и другую документацию рекомендуется хранить в форме компьютерной базы данных с использованием ПЭВМ.

8.4.2. Техническая документация по защите от коррозии, а также материалы о контроле состояния защитного покрытия, ЭХЗ и коррозии подлежат хранению в течение всего срока эксплуатации сооружения.

9. СИСТЕМЫ И СРЕДСТВА ИНФОРМАТИЗАЦИИ, АВТОМАТИЗАЦИИ, УПРАВЛЕНИЯ, ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИИ И СВЯЗИ

9.1. Общие требования

9.1.1. Организация систем управления и связи, функции и объем информатизации, автоматизации и телемеханизации объектов магистральных газопроводов должны соответствовать директивным документам, утвержденным ОАО "Газпром".

Для объектов, на которые не распространяется действие директивных документов, функции и объемы информатизации, автоматизации и телемеханизации определяются газотранспортным Предприятием.

9.1.2. Средства автоматизации должны, как правило, поставляться комплектно с технологическим оборудованием. При реконструкции и модернизации допускается поставка отдельно средств автоматизации.

9.1.3. Системы управления должны приниматься в эксплуатацию со средствами защиты от несанкционированного доступа в рамках требований нормативных документов Гостехкомиссии при Президенте России или других государственных органов в соответствии с классификацией объектов.

9.1.4. Системы управления, включающие программно-технические средства АСУ ТП, АСУ производственно-хозяйственной деятельностью, средства автоматизации и телемеханизации технологического оборудования, средства и системы связи и передачи данных, рассматриваются как единый комплекс, все элементы которого должны функционировать взаимосвязанно, образуя, при должном развитии, интегрированную систему управления Предприятием. Создание и эксплуатация интегрированных систем управления Предприятия должны осуществляться в рамках требований Отраслевой интегрированной информационно-управляющей системы (ОИИУС) и ее подсистем, в том числе Отраслевой системы оперативно-диспетчерского управления (ОСОДУ). Отраслевой системы учета расхода газа (ОСУРГ) и т.д.

9.1.5. Так как все перечисленные системы в той или иной степени должны в перспективе взаимодействовать в едином контуре ОИИУС и входящих в нее подсистем, при внедрении, техперевооружении, модернизации систем, указанных в п.9.1.4, должны учитываться технические требования на ОИИУС и ее подсистем.

9.1.6. Системы автоматизации технологического оборудования и линейной телемеханики должны обеспечивать необходимый комплекс операций по управлению, контролю и защите оборудования независимо от состояния системы и средств управления вышестоящего уровня.

9.1.7. В АСУ производственно-хозяйственной деятельностью (АСУ ПХД) управление осуществляется на следующих уровнях:

уровень Предприятия;
уровень подразделения, подведомственных организаций;
уровень локальных объектов (склады, базы материально-технического обеспечения, участки и т.п.).

9.1.8. Программно-технической базой АСУ ПХД являются локальные вычислительные сети, удаленные ПЭВМ и терминалы, средства передачи данных, единые распределительные и локальные базы данных.

9.1.9. В АСУ ТП управление технологическим оборудованием и процессами осуществляется на следующих уровнях:

центральный диспетчерский пункт Предприятия (уровень АСУ ТП магистральных газопроводов Предприятия);

диспетчерский пункт КС и ЛПУ МГ (уровень АСУ ТП КС, для ЛПУ МГ с числом КС более одной - АСУ ТП ЛПУ МГ);

опертивно-технический пост управления КЦ при близком расположении нескольких компрессорных цехов может обслуживать более одного КЦ (цеховой уровень АСУ ТП КС);

локальные системы средств автоматизации и телемеханизации (системы автоматического контроля, управления и защиты ГПА, вспомогательного оборудования, установок электроснабжения, узла подключения КЦ, крановых площадок, СКЗ, компьютеризованные средства измерения расхода газа и др.).

АСУ ТП создается на базе программно-технических средств компьютерной автоматизации и телемеханизации. Допускается управление группой идентичных технологических средств с помощью локальной системы АСУ ТП, например АСУ ТП электроснабжения.

9.1.10. Программно-технические средства АСУ ТП должны обеспечивать интеграцию информации по всем подведомственным объектам на единых автоматизированных рабочих местах диспетчеров и технологов Предприятия, ЛПУ МГ, КС и КЦ.

9.1.11. Бесперебойная работа систем управления, информатизации, автоматизации, телемеханизации и связи обеспечивается производственными отделами, службами, участками и группами АСУ (возможно наименование отдела ИУС), КИП и А, связи, телемеханики, метрологического обеспечения.

Функции подразделений АСУ распространяются на средства и системы управления (за исключением средств связи и метрологических функций) на уровне газотранспортного Предприятия и подразделения (УМГ, ЛПУ МГ, СПХГ), включая программно-технические комплексы ДП КС, а также функции системного интегратора многоуровневой системы управления газотранспортного Предприятия в целом. Более подробно объемы обслуживаемого оборудования и функции подразделений АСУ изложены в пп.9.1.12 и 1.13.

Функции подразделений КИП и А охватывают средства системы автоматизации технологических объектов и оборудования: компрессорного цеха (включая пост управления КС), вспомогательного технологического оборудования, средств автоматизации ГРС, ГИС и т.п. Более подробно объемы обслуживаемого оборудования и функции подразделений КИП и А изложены в пп.9.1.15 и 9.1.16.

Подразделения связи охватывают функции эксплуатации всех видов связи, за исключением локальных вычислительных сетей и промышленных коммуникационных линий, связывающих средства автоматизации на промплощадках. Эти функции определены содержанием п.9.5.

Функции подразделения телемеханики охватывают вопросы эксплуатации средств и систем линейной телемеханики, которые подробнее изложены в п.9.7.

Функции подразделения метрологического обеспечения определены пп.9.1.18, 9.4. и 9.6.

Перечень и состав функциональных отделов, участков и групп, а также разделение обязанностей и объемов обслуживаемого оборудования определяются администрацией газотранспортного Предприятия, в зависимости от динамики и объемов внедрения средств и систем автоматизации (в том числе программно-технических продуктов) на технологических, административных, хозяйственных и ремонтных подразделениях.

9.1.12. Эксплуатационный персонал АСУ обслуживает:

аппаратно-программные средства вычислительной техники;

периферийные средства ПЭВМ и ЭВМ;

локальные вычислительные сети;

единые, распределенные базы данных;

средства оперативного системного администрирования систем передачи данных уровня газотранспортного Предприятия и его подразделений (УМГ, ЛПУ МГ, СПХГ);

коммуникационные серверы, модемы.

9.1.13. В функции персонала АСУ входят:

эксплуатация систем SCADA уровня Предприятия, ЛПУ МГ, КС, включая интерфейс от аппаратно-программного комплекса ДП КС (ЛПУ) к ПУ систем телемеханики и промышленным каналам систем автоматизации;

сопровождение базового и прикладного программного обеспечения уровня газотранспортного Предприятия и подразделения;

техническое обслуживание средств информационной безопасности, встроенных в системы АСУ, включая средства допуска к работе с техническими и программными средствами и базами данных.

9.1.14. Контроль за соблюдением норм информационной безопасности и эксплуатации средств общей охранной сигнализации, защиты от внешнего и несанкционированного доступа на объекты подразделения газотранспортного Предприятия осуществляется службой безопасности.

9.1.15. Эксплуатационный персонал КИП и А обслуживает:

средства и системы автоматизации, в том числе средства компьютерной автоматизации на базе программируемых логических контроллеров;

системы и оборудование агрегатной и цеховой автоматики, включая системы регулирования, локальные системы автоматизации вспомогательных технологических объектов;

средства автоматизации и КИП, обеспечивающие функционирование систем теплоснабжения, водоснабжения, вспомогательных механизмов;

системы обеспечения технологической безопасности (контроль загазованности помещений, вибрации оборудования, систем и средств автоматики по обнаружению и ликвидации пожара);

системы и средства управления кранами на промплощадке КС, а также локальные средства управления линейными телеуправляемыми кранами;

промышленные коммуникационные сети систем автоматизации на промплощадке КЦ;

базовое и прикладное программное обеспечение программируемых логических контроллеров и АРМ сменного инженера;

средства измерения, сигнализации и защиты ГПА, вспомогательного оборудования;

автоматику котельных промплощадок и жилпоселков;

автоматику и средства замерных узлов измерения расхода газа на собственные нужды;

системы автоматики защиты технологического оборудования, КИП и А, средств сигнализации на ГРС, охранной сигнализации специализированных средств автоматики;

коммуникационные интерфейсы промышленных каналов автоматизации.

9.1.16. В функции подразделений КИП и А входят:

обслуживание средств и систем автоматизации, в том числе при комплексной поставке технологического оборудования со средствами автоматизации;

обслуживание средств формирования, обработки, передачи, архивирования и представления информации для управления основными и вспомогательными технологическими объектами с объемом оборудования по пункту 9.1.15.;

обслуживание средств информационной безопасности, встроенных в подведомственные средства и системы автоматизации, включая средства допуска;

администрирование промышленных коммуникационных сетей систем автоматизации.

9.1.17. Эксплуатационный персонал связи обслуживает:

средства и системы связи;

линии связи;

средства и системы передачи данных (маршрутизаторы, тональные модемы на выделенных или коммутируемых линиях связи и модемы для ВОЛС, оборудование цифровых и аналоговых каналов связи, коммуникационные компьютеры и др.).

9.1.18. Метрологическая служба газотранспортного Предприятия должна:

поддерживать программные и технические средства и документацию (в том числе стандарты, директивные документы, базы данных и т.п.) для метрологического обеспечения всей производственно-хозяйственной деятельности;

осуществлять все технические и административные мероприятия по подготовке и проведению операций государственной поверки средств измерения;

осуществлять калибровку средств измерения и сигнализации;

решать оперативные вопросы с потребителем природного газа, касающиеся метрологической части;

обеспечивать подготовку и своевременную аттестацию персонала;

осуществлять организационно-техническое сопровождение работ по метрологическому обеспечению, выполняемых подрядными организациями.

9.1.19. Средства и системы управления принимаются в эксплуатацию ведомственной или межведомственной комиссией в составе принимаемого объекта управления.

9.1.20. При вводе в эксплуатацию на действующем объекте интегрированных АСУ, АСУ ТП, отдельных подсистем или локальных систем и средств автоматического управления и телемеханики для их приемки в опытную и промышленную эксплуатацию назначаются отдельные приемочные комиссии, работающие по программам, утвержденным руководством ОАО "Газпром" или Предприятия.

9.1.21. Заключительным этапом приемки программно-технических средств АСУ, автоматизации и телемеханизации является комплексное опробование в рабочих режимах, срок которого должен составлять для устройств, работающих:

в непрерывном режиме - 72 ч;

в режиме ожидания - до 1 мес.

В опытную эксплуатацию оборудование включается приказом по Предприятию. В период опытной эксплуатации проводится проверка изделий и систем по программами предусматривающим создание или имитацию различных режимов.

9.1.22. Фактические технические данные и характеристики, полученные в процессе приемочных испытаний, заносятся в формуляр системы.

9.1.23. В период опытной эксплуатации программно-технические средства обслуживает эксплуатационный персонал производственного подразделения, при авторском надзоре - организации - разработчика АСУ и АСУ ТП, с привлечением, в случае необходимости, монтажно-наладочных организаций.

С началом опытной эксплуатации должно быть начато ведение всей оперативной документации и осуществляться техническое обслуживание.

9.1.24. Ответственность за сохранность программно-технических средств АСУ, измерений, автоматизации и связи, а также сопроводительной документации несет эксплуатационный персонал соответствующих цехов и служб, в которых установлены эти средства.

9.1.25. Рабочие параметры и климатические условия (температура окружающей среды, влажность, наличие запыленности воздуха, агрессивных сред), механические воздействия в местах установки систем и средств не должны выходить за пределы требований инструкций заводов-изготовителей.

9.1.26. Напряжение для средств автоматизации и управления должно быть стабилизированным. Цепи питания этих устройств должны быть защищены от воздействия промышленных помех.

9.1.27. Для обеспечения надежности работы систем и средств управления должно быть предусмотрено автоматическое резервирование питания средств вычислительной техники, компьютерной автоматизации, связи и передачи данных (с периодической его проверкой). Резервирование питания должно гарантировать сохранность текущего содержания базы данных.

9.1.28. Щиты, переходные коробки и сборные кабельные щиты должны быть пронумерованы, все зажимы и подходящие к ним провода, а также импульсные линии контрольно-измерительных приборов и автоматических регуляторов должны иметь маркировку, органы управления и сигнализации, измерительные устройства - надписи об их назначении в соответствии с документацией.

9.1.29. Приборы должны иметь исправные запирающие устройства, уплотнения, чистые смотровые стекла, четкую запись регистрации, клеммные соединения должны быть плотными и иметь надежные контакты.

На шкалах стационарных измерительных приборов должна быть нанесена красная черта, соответствующая предельному значению измеряемой величины.

9.1.30. Контрольные кабели должны иметь обозначения на концах, в местах разветвления и пересечения, при переходах, а также по трассе через каждые 50-70 м. Концы свободных жил кабелей должны быть изолированы.

При устранении повреждений кабелей с металлической оболочкой или при их наращивании, соединяя жилы, нужно устанавливать герметичные муфты, каждая из которых подлежит регистрации с указанием ответственного, производившего разделку. Места соединений кабелей с резиновой оболочкой и изоляцией должны быть герметизированы методом вулканизации. Кабели с полихлорвиниловой оболочкой при наращивании должны соединяться пайкой с механическим креплением, при необходимости закрываться кожухом.

9.1.31. Соединительные трубные прокладки (импульсные линии) к средствам измерений и автоматизации должны быть проложены с соблюдением необходимых уклонов и во время эксплуатации систематически продуваться. В местах, где возможны обмерзание или чрезмерный

нагрев, должны применяться соответствующие защитные меры (теплоизоляция, подогрев термокабелем и т.п.).

9.1.32. Предусмотренные средства автоматической блокировки, исключающие возможность одновременного ручного и дистанционного управления, а также программно-технические средства задания режимов из пунктов дистанционного управления (ЦДП Предприятия, ДП КС, пост управления КЦ), исключающие возможность дистанционного управления из двух и более пунктов, должны периодически проверяться и находиться в исправном состоянии.

9.1.33. Периодические операции по контролю исправности и опробованию систем и средств управления должны проводиться эксплуатационным персоналом, а в случае, когда это потребуется по условиям эксплуатации, дежурным оперативным персоналом по технологической инструкции с записью результатов в оперативном журнале.

9.1.34. Устройства защиты должны периодически проверяться в сроки, установленные графиком планово-предупредительных ремонтов и технологическими инструкциями. Отключение защиты для проверки должно сопровождаться записью в оперативном журнале. Запрещается производить ремонтные и наладочные работы на работающем технологическом оборудовании в целях защит, находящихся в действии. Отключение средств защиты допускается только в случае выявления неисправностей на время, необходимое для их устранения. В этом случае должно быть установлено непрерывное наблюдение за контролируемым параметром по измерительным приборам. Если прямой контроль параметра невозможен, то агрегат необходимо остановить.

Неисправные приборы защиты на работающем оборудовании можно заменять только при отключении их питания.

На вновь устанавливаемые приборы питания подаются при кратковременной деблокировке схемы защиты.

9.1.35. Проверка устройств защиты осуществляется:

в САУ агрегатами, электроустановками и т.д., выполненных на базе микропроцессорной техники, не реже одного раза в квартал и после проведения ремонтных работ, связанных с отключением питания САУ;

после капитального ремонта оборудования, оснащенного САУ;

на ГРС не реже одного раза в месяц (при исполнении САУ на базе микропроцессорной техники не реже одного раза в квартал). На каждом Предприятии разрабатываются инструкции по проверке защит на работающем и резервном ГПА для каждого типа системы агрегатной автоматики, в том числе автоматики с микропроцессорами САУ.

Проверка защит на работающих ГПА и электростанциях выполняется только при наличии утвержденной проверки защит на работающем оборудовании.

9.1.36. Автоматизированная диагностика программно-технических средств АСУ, автоматизации и телемеханизации должна выполняться путем пуска соответствующих тестов по регламенту, указанному в сопроводительной документации.

9.1.37. Метрологические и точностные характеристики приборов, устройств автоматизации не должны выходить за пределы, указанные в их технической документации. Порядок метрологической поверки и калибровки средств измерений изложен в п.9.4 настоящих Правил.

9.1.38. Комплексная проверка системы управления с многоуровневыми программно-техническими средствами АСУ (Предприятие - ЛПУ МГ, КС - цех - системы локальной автоматизации и телемеханизации) выполняется по регламенту, указанному в проекте, а при отсутствии проекта многоуровневой системы управления - по регламенту, установленному Предприятием.

9.1.39. Регламент информационного взаимодействия АСУ Предприятия с отраслевой системой управления ОАО "Газпром" устанавливается руководством ОАО "Газпром", а по оперативно-диспетчерской информации - ЦПДУ ОАО "Газпром".

9.1.40. Регламент информационного взаимодействия АСУ Предприятия и АСУ смежных предприятий, а также с АСУ территориальных органов управления, финансовых и прочих организаций устанавливается руководством Предприятия по согласованию с заинтересованными предприятиями и организациями.

9.1.41. Запрещается допуск к средствам управления, приборам и системам автоматизации и связи, устройствам защит лиц, не имеющих прямого отношения к обслуживанию и контролю аппаратуры и соответствующего уровня квалификации.

9.2. Организация эксплуатации

9.2.1. Для обеспечения бесперебойной работы элементов систем управления, включая средства вычислительной техники, программируемые логические контроллеры (ПЛК), локальные системы автоматической защиты и управления, средства телемеханизации, связи и передачи данных на Предприятии, создаются производственные отделы, а в подведомственных организациях - соответствующие службы, участки и группы, руководство которыми осуществляется производственными отделами Предприятия.

9.2.2. Организация деятельности служб, участков и т.п. должна обеспечивать круглосуточную работу систем управления: информации, автоматизации, телемеханизации и связи.

9.2.3. Организация работы эксплуатационного персонала по обслуживанию средств и систем управления определяется подразделением. Техническое обслуживание и текущий ремонт осуществляются эксплуатационным персоналом служб или участков подразделений Предприятия. Для выполнения специальных видов работ по техническому обслуживанию и ремонту могут привлекаться специализированные подразделения газотранспортного Предприятия или других организаций.

9.2.4. Служба (группа) КИП и А обеспечивает:
бесперебойную и надежную эксплуатацию устройств контроля, защиты, автоматического управления на всех объектах КС, ПХГ, ГРС, а также промышленных коммуникационных каналов;

техническое обслуживание;
текущий ремонт для восстановления исправности и работоспособности;
разработку графиков вывода устройств и систем на плановое техническое обслуживание и плановый ремонт;
контроль за деятельностью подрядных организаций, выполняющих ремонт и обслуживание технических средств;
контроль за выполнением монтажных и наладочных работ, проведение испытаний, приемку в эксплуатацию средств автоматизации, контроля, защиты, автоматического управления;
участие в расследовании отказов, разработку мероприятий по их предупреждению;
участие в государственной, ведомственной поверке и калибровке средств измерений и систем безопасности (загазованности, противопожарной).

9.2.5. Служба связи обеспечивает:
бесперебойную работу технологической связи, средств передачи данных в пределах закрепленных границ;
содержание в исправном состоянии эксплуатируемых сооружений связи, средств и сетей в соответствии с техническими нормами и правилами;
оперативное устранение повреждений устройств и сооружений технологической связи, средств и систем передачи данных;
проведение мероприятий по предотвращению аварий, несчастных случаев и нарушений правил техники безопасности;
исправное состояние и правильное применение измерительных приборов в соответствии с требованиями НТД по метрологическому обеспечению систем связи и передачи данных;
организацию временной связи на трассе газопроводов при производстве аварийных и плановых работ на обслуживаемых объектах;
организацию и содержание средств связи, средств передачи данных с учетом требований гражданской обороны;
эксплуатацию каналов телемеханики, линейных и станционных устройств телемеханики;
техническое обслуживание и текущий ремонт для восстановления неисправности и работоспособности средств связи, средств и сетей передачи данных.

9.2.6. Служба телемеханики обеспечивает:
бесперебойную работу систем телемеханики в пределах своего ЛПУ МГ. Состав системы, подконтрольный службе телемеханики, определен п.9.7.2;
содержание в исправном состоянии средств телемеханики и сооружений, относящихся к ним;
оперативное определение и устранение определенных регламентом неисправностей;
своевременное сообщение на предприятие о неисправностях, устраняемых специализированной бригадой, и контроль за их выполнением;
разработку и проведение мероприятий по предотвращению аварий, несчастных случаев и нарушений техники безопасности при эксплуатации средств телемеханики;
исправное состояние датчиков технологических параметров и их своевременную метрологическую поверку и аттестацию;
надлежащее хранение, учет и содержание в исправном состоянии сервисных приборов и

запчастей;

контроль за деятельностью подрядных организаций и специализированных бригад, выполняющих ремонт и обслуживание средств телемеханики и приемку выполненных работ;

разработку графиков, профилактических работ и работ по техническому обслуживанию согласно НТД.

9.2.7. Средства АСУ ТП обеспечивают дистанционный контроль, дистанционное правление и регулирование технологического процесса и оборудования со следующих уровней:

ЦПДС Предприятия;

ДП КС (ЛПУ МГ);

оперативно-технологический пост управления КЦ;

локальные пульты управления основным технологическим и вспомогательным технологическим оборудованием.

В каждый момент времени дистанционное управление и регулирование допускается по конкретным параметрам и объектам только с одного из указанных уровней, на прочих уровнях эти функции подлежат автоматической блокировке. Задание уровня управления определяется настройкой программно-технических средств АСУ ТП при эксплуатации по распоряжению руководства вышестоящего уровня управления и протоколируется соответствующими средствами систем управления.

9.2.8. Эксплуатационному персоналу запрещается отключение средств вычислительной техники, задействованной в режиме промышленной эксплуатации, средств и систем автоматизации, телемеханизации, сигнализации и защиты без разрешения диспетчера (оператора, сменного инженера), ответственного за эксплуатацию объекта.

Отключение средств автоматизации и переключения в указанных системах, в том числе перевод с автоматического управления на ручное, должны выполняться по разрешению диспетчера (сменного инженера) подразделения с записью в оперативном журнале. Переключения на длительный срок должны выполняться с разрешения руководителя вышестоящего уровня управления, подтвержденного письменно.

9.2.9. Порядок отключения средств и систем автоматизации, контроля и сигнализации на ГРС, котельных и других объектах, в том числе перевод управления с автоматического на ручное и изменение уровня дистанционного управления, определяется руководством подразделения Предприятия.

Повторное включение средств автоматизации осуществляется по окончании восстановительных работ с обязательным оповещением диспетчера и записью в журнале.

9.2.10. Устройства и средства автоматизации эксплуатационный персонал проверяет с периодичностью, установленной графиками технического обслуживания.

9.2.11. Все средства и системы управления, находящиеся в работе, должны быть опломбированы, за исключением устройств, установки которых подлежат изменению оперативным персоналом в зависимости от заданного режима работы оборудования. Дверцы шкафов и защитные кожухи щитов должны быть закрыты и заперты.

Вскрытие устройств, находящихся в работе, разрешается эксплуатационному персоналу при ремонтно-техническом обслуживании, в соответствии с заданием на выполняемую работу с записью в оперативном журнале производства работ.

При необходимости производства каких-либо работ на панелях, в щитах, цепях защиты и контроля при работающем основном оборудовании должны быть приняты меры предосторожности против ложных переключений устройств управления и ошибочных действий персонала.

9.2.12. На панелях или вблизи места размещения релейных устройств запрещается проводить работы, вызывающие их сильное сотрясение, которое может привести к ложным срабатываниям реле и других устройств.

9.2.13. Замена или ремонт контрольно-измерительных приборов на работающем оборудовании, если подобные работы допускаются инструкциями по технике безопасности и условиям технологического процесса, должны производиться только с разрешения диспетчера (сменного инженера) с записью в оперативный журнал производства работ. На период замены (ремонта) контроль за работой оборудования осуществляется по другим взаимосвязанным параметрам.

9.2.14. Эксплуатация АСУ осуществляется производственным отделом АСУ Предприятия, а также производственным отделом АСУ ТП, в случае его создания, и соответствующими службами подведомственных подразделений.

9.2.15. Включение в работу средств вычислительной техники и программируемых

контроллеров, в том числе после проведения профилактических работ, производится после восстановления всех коммуникационных цепей, проверки функционирования программных средств и воздействия на управляемое оборудование в соответствии с эксплуатационной инструкцией.

9.2.16. Сопровождение и развитие программного обеспечения в процессе эксплуатации централизованно осуществляется отделом АСУ (отделом АСУ ТП) Предприятия.

В составе отделов АСУ (АСУ ТП) должны быть предусмотрены группы или отдельные специалисты по следующим направлениям:

сопровождению и развитию информационного обеспечения, администрированию баз данных;

сопровождению базового программного обеспечения;

разработке и развитию прикладного программного обеспечения и пользовательских АРМ;

сопровождению прикладного программного обеспечения;

сопровождение и развитие ЛВС;

эксплуатации технических средств;

администрирование сети передачи данных и ее служб.

9.2.17. Обслуживание программных средств должно включать:

техническое обслуживание носителей программного обеспечения, а также баз данных;

оперативный контроль за надежным функционированием программного обеспечения и баз данных;

внесение изменений и дублирование программного обеспечения.

9.2.18. Техническое обслуживание носителей программного обеспечения и баз данных должно гарантировать их сохранность и выполняется обслуживающим персоналом АСУ в соответствии с эксплуатационной документацией на конкретные типы ЭВМ.

9.2.19. Оперативный контроль за надежным функционированием программного обеспечения должен осуществляться в соответствии с "Руководством по техническому обслуживанию" отделом АСУ объединения с учетом требований проектной и сопроводительной эксплуатационной документации.

9.2.20. "Руководство по техническому обслуживанию" должно включать оперативный контроль в нерабочем режиме при проведении технического обслуживания ЭВМ, в рабочем режиме с помощью тестовых программ и контрольных примеров или автоматически с помощью диагностических программ.

Оперативный контроль программного обеспечения в нерабочем режиме проводится персоналом, выполняющим техническое обслуживание, с использованием средств и процедур, указанных в эксплуатационной документации.

Оперативный контроль программного обеспечения в рабочем режиме проводится оператором периодически в соответствии с технологическими инструкциями: при возникновении подозрений в неправильности ведения процесса, по просьбе пользователей информации АСУ или по индикации системы диагностирования.

Автоматический оперативный контроль программного обеспечения в рабочем режиме осуществляется непрерывно по каждой выполняемой функции методами и средствами, предусмотренными в программном обеспечении.

Дефекты, выявленные при всех видах оперативного контроля, устраняют специалисты при техническом обслуживании или ремонте в соответствии с исполнительной документацией или с привлечением разработчика на основе соответствующих рекламаций или специализированных сервисных организаций.

9.2.21. Дублирование, учет и хранение программной документации должны выполняться в соответствии с ГОСТ 24.607-86. Если эксплуатирующей организации не переданы подлинники дистрибутивных носителей программного обеспечения, то она должна иметь их дубликаты. Подлинники или дубликаты дистрибутивных носителей программного обеспечения должны храниться в отделе АСУ (АСУ ТП) Предприятия, которое осуществляет учет всех программных документов, используемых в Предприятии и его подразделениях, а также передачу необходимых дистрибутивных носителей в службу и группы АСУ (АСУ ТП) подведомственных подразделений.

9.2.22. Внесение изменений в программное обеспечение должно выполняться в соответствии с ГОСТ 19.603-78. Отдел АСУ (АСУ ТП) имеет право оформлять извещения на изменения программного обеспечения только в том случае, когда он является держателем подлинников. При необходимости внесения изменений в дубликаты отдел АСУ должен оформить и направить держателю подлинника предложение об изменении.

Службы подразделений могут направлять предложения об изменении программного обеспечения только в отдел АСУ газотранспортного Предприятия.

9.2.23. Запрещается внесение изменений в программное обеспечение без оформления извещения.

Развитие и совершенствование программного обеспечения, независимо от того, кем оно разрабатывается, осуществляется путем оформления извещения об изменении в установленном порядке.

9.2.24. Разработка новых прикладных программ и пользовательских АРМ выполняется отделом АСУ (АСУ ТП) по техническому заданию конечных пользователей, утвержденному руководством Предприятия.

9.2.25. Централизованные и распределенные базы данных обслуживаются службами администрации баз данных АСУ (АСУ ТП).

Локальные базы данных отдельных прикладных задач и АРМ могут обслуживаться конечными пользователями в той части показателей, которая не связана с централизованной или распределенной базой данных.

9.2.26. При наличии на Предприятии распределенной базы данных АСУ ПХД и (или) АСУ ТП, ее ведение и поддержка осуществляются централизованно на уровне предприятия.

При этом на уровне подведомственных подразделений и объектов запрещается выполнение функций корректировки структуры, показателей и других компонентов распределенной базы данных, которые являются общими для уровня Предприятия и подразделения.

Указанные корректировки производятся централизованно, новые версии базы данных и программного обеспечения передаются в подведомственные подразделения средствами системы передачи данных или на машинных носителях.

9.2.27. Санкционированный доступ к единой или распределенной базе данных всех уровней устанавливается регламентом, утвержденным руководством Предприятия.

9.2.28. Отдел АСУ (АСУ ТП) Предприятия должен обеспечить учет и хранение версий баз данных.

9.3 Техническое обслуживание и ремонт

9.3.1. Техническое обслуживание и ремонт должны осуществляться службами, участками или группами производственных подразделений газотранспортного Предприятия в пределах границ обслуживания с привлечением, при необходимости, специализированных организаций.

9.3.2. Система технического обслуживания и ремонта разрабатывается газотранспортным Предприятием и должна предусматривать:

- техническое обслуживание с периодическим контролем;
- регламентированное техническое обслуживание;
- текущий ремонт;
- средний и капитальный ремонт;
- калибровку средств и каналов измерения параметров;
- обеспечение ЗИП;
- обеспечение эксплуатационной надежности.

Сроки технического обслуживания должны быть согласованы с графиками технического обслуживания основного технологического оборудования.

9.3.3. Техническое обслуживание с периодическим контролем выполняется, как правило, без остановки технологического процесса в объеме и с периодичностью, указанными в эксплуатационной документации (ЭД) на технические средства.

Данный вид технического обслуживания является основным для программно-технических комплексов ЦПДС Предприятия, ДП КС (ЛПУ МГ), поста управления КЦ.

9.3.4. Регламентированное техническое обслуживание выполняется, как правило, с отключением технологического оборудования в объеме и с периодичностью, указанными в ЭД на технические средства, и состоит из расширенных технических проверок и работ по поддержанию работоспособности изделий.

Проведение регламентированного технического обслуживания средствами, не прошедшими поверку, запрещается.

Номенклатура и объем работ, выполняемых на остановленном и работающем оборудовании, устанавливаются руководством подразделения по согласованию с Предприятием.

9.3.5. Объем текущего ремонта определяется в каждом конкретном случае результатами осмотра или характером отказа.

Текущий ремонт проводится эксплуатационным персоналом Предприятия путем замены или ремонта отказавших элементов и узлов. Поиск и устранение неисправностей, объем контрольных проверок после восстановления должны осуществляться в соответствии с ЭД. В сложных случаях для поиска и устранения неисправностей привлекают ремонтный персонал газотранспортных предприятий, монтажно-наладочных организаций заводов - изготовителей технических средств, а также разработчиков программ средств.

9.3.6. Средний ремонт технических средств выполняется эксплуатационным персоналом газотранспортных предприятий, ремонтным персоналом специализированных организаций или заводов-изготовителей.

При проведении среднего ремонта восстанавливают ресурс или заменяют узлы, срок службы которых меньше периода между двумя последовательно проводимыми капитальными ремонтами изделия, заменяют или ремонтируют быстроизнашивающиеся узлы и детали, проверяют техническое состояние всех составных частей технических средств устранением обнаруженных неисправностей путем замены или восстановления отказавших узлов и деталей, их регулировку и отладку, дорабатывают по информационным письмам и бюллетеням, а также модернизируют оборудование.

9.3.7. Капитальный ремонт технических средств выполняется на специализированных предприятиях или заводах - изготовителях, а также их персоналом на местах установки технических средств.

Капитальный ремонт предусматривает восстановление ресурса технических средств и обеспечение надежности их работы в межремонтный период за счет разборки, подробного осмотра, проверки параметров, поверки и калибровки средств измерений, испытаний, регулировки, устранения обнаруженных дефектов. При проведении капитальных ремонтов должны выполняться требования директивных указаний и мероприятия, направленные на увеличение длительности непрерывной работы оборудования, улучшение его технико-экономических показателей. При необходимости, в процессе капитального ремонта должны выполняться работы по модернизации отдельных узлов и устройств с учетом опыта эксплуатации.

9.3.8. Выполнение ремонтных работ должно сопровождаться оформлением документов в соответствии с ГОСТ 28.201-74.

9.3.9. Первичными документами, подтверждающими непригодность технических средств к дальнейшей эксплуатации, являются формуляр и журнал учета работы технических средств.

Подготовкой документов, необходимых для списания технических средств, занимается комиссия, назначенная распоряжением главного инженера. Окончательное утверждение акта на списание технических средств осуществляется в порядке, установленном ОАО "Газпром".

9.3.10. Техническое обслуживание средств измерения (СИ) выполняется службой КИП и А в соответствии с требованиями эксплуатационной документации.

СИ должны подвергаться ремонту в соответствии с положением о планово-предупредительном ремонте, а при необходимости, перед представлением СИ на поверку, а также при отрицательных результатах поверки или калибровки. СИ ремонтируются силами метрологической службы, при имеющихся у нее необходимых условиях ремонта, или ремонтных предприятий Госстандарта России, или других ведомств по графикам, которые составляются отдельно для каждого ремонтного предприятия, согласовываются с ними и утверждаются главным инженером газотранспортного Предприятия. График ремонтов составляется отдельно для каждого ремонтного предприятия, согласуется с ними и утверждается главным инженером газотранспортного Предприятия.

9.3.11. Обеспечение эксплуатационной надежности и эффективности использования средств и систем достигается путем своевременного и качественного выполнения ремонтно-технического обслуживания.

9.3.12. Для устранения отказов, связанных с программным обеспечением, следует организовать, при необходимости, техническую поддержку фирм-производителей, в том числе "горячую линию" поддержки средствами телефонной связи, факсом и сети INTERNET.

9.3.13. Для обеспечения технического обслуживания и текущего ремонта по сложным программно-техническим средствам АСУ ТП, используемым в подведомственных подразделениях, следует создать на уровне Предприятия передвижные лаборатории АСУ ТП.

9.3.14. Работы по обеспечению надежности включают:

учет отказов, неисправностей, выявленных при эксплуатации, хранении и ремонтно-техническом обслуживании, и заполнение первичных и сводных форм учета информации;
расчет фактических показателей надежности, сравнение их с установленными значениями и

занесение результатов в паспорта на технические средства;

анализ фактических показателей надежности, определение влияния условий и режимов эксплуатации, выявление наиболее надежных узлов и элементов;

разработку мероприятий по совершенствованию системы эксплуатации, ремонтно-технического обслуживания, материально-технического обеспечения;

разработку предложений по доработке изделий, совершенствованию ЭД и сервисного оборудования.

9.3.15. Работы по сбору, обработке, анализу информации об эксплуатационной надежности и разработке мероприятий по ее повышению установлены ОСТ 51.136-85. Порядок выполнения работ в подразделениях определяется Предприятием. По истечении календарного года службы подразделений, ответственные за эксплуатацию, должны анализировать информацию об эксплуатационной надежности, разрабатывать мероприятия по повышению надежности оборудования. Предложения по совершенствованию системы ремонтно-технического обслуживания конструкций и ЭД изделий, составу ЗИП и сервисного оборудования эксплуатирующие подразделения направляют в газотранспортное Предприятие.

9.3.16. Если фактические показатели надежности изделия ниже указанных в ЭД, оно не соответствует НТД и считается некондиционным. В этом случае эксплуатирующее Предприятие предъявляет поставщику претензии в соответствии с Положением о поставке продукции производственно-технического назначения.

9.3.17. Поддержание надежности эксплуатации технических средств и сокращение времени их текущего ремонта обеспечиваются наличием неснижаемых запасов материалов и комплекта запасных частей, инструмента и принадлежностей (ЗИП).

Номенклатура, нормативы, места и условия хранения, порядок использования и возобновления неснижаемого запаса материалов и ЗИП определяются ЭД и утвержденными нормативными документами.

9.3.18. Порядок использования ЗИП и обращения с ним определяется ЭД. Списание ЗИП осуществляется по актам, утвержденным главным инженером Предприятия.

9.4. Метрологическое обеспечение

9.4.1. Метрологическое обеспечение заключается в применении научных и организационных основ, технических средств, правил и норм, необходимых для достижения единства измерений, обработки и передачи информации с требуемыми метрологическими показателями (точность, стабильность, достоверность, линейность и т.д.).

9.4.2. К средствам измерения относятся эталоны, меры, измерительные преобразователи, приборы, установки, комплексы для измерения группы параметров, информационно-измерительные системы, а также каналы измерения, состоящие из функционально и аппаратно объединенной совокупности технических средств, входящих в системы автоматизации, телемеханизации или информационно управляющие системы, а также применяемые автономно, которые предназначены для преобразования, передачи и обработки информационных сигналов.

9.4.3. Метрологическое обеспечение газотранспортных предприятий, организаций и предприятий, эксплуатирующих магистральные газопроводы, должно выполняться в соответствии с требованиями действующих законодательств и нормативно-технической документации.

9.4.4. основополагающими нормативно-техническими документами по метрологическому обеспечению являются:

Государственные стандарты:

ГОСТ 8.002-8Б ГСИ "Государственный надзор и ведомственный контроль за средствами измерения. Основные положения".

ГОСТ 8.010-90 ГСИ "Методики выполнения измерений".

ГОСТ 8.326-89 ГСИ "Метрологическая аттестация средств измерений".

ГОСТ 8.437-81 ГСИ "Системы информационно-измерительные. Метрологическое обеспечение. Основные положения".

ГОСТ 8.438-81 ГСИ "Системы информационно-измерительные. Поверка. Общие положения.

ГОСТ 8.508-84 ГСИ "Метрологические характеристики средств измерений и точностные характеристики средств автоматизации." ГСП. "Общие методы оценки и контроля".

Отраслевые стандарты:

ОСТ 3-8.084-88 "Отраслевая система единства измерений. Средства измерения импортные. Порядок подготовки заявок и организация метрологического обеспечения".

ОСТ 51.117-84 "Автоматизированные системы управления технологическими процессами в газовой промышленности, метрологическая аттестация измерительных каналов".

Нормативно - техническая документация по метрологии.

ПР 50.2.002-94 ГСИ. "Порядок осуществления государственного метрологического надзора за выпуском, состоянием и применением средств измерений аттестованными методиками выполнения".

ПР 50.2.006-94 ГСИ "Порядок проведения поверки средств измерений".

ПР 50.2.015-94. ГСИ. "Порядок определения стоимости (цены) метрологических работ".

ПР 50.2.017-94 ГСИ. "Положение о российской системе калибровки".

9.4.5. Метрологическое обеспечение средств измерений в системах автоматизации, телемеханизации и связи предусматривает следующие мероприятия:

организацию метрологических служб предприятий и организаций, эксплуатирующих средства измерений (СИ);

организацию информационного обеспечения метрологической службы отрасли;

организацию государственной поверки СИ;

проведение метрологической аттестации нестандартных средств и методик выполнения измерений;

проведение ведомственной поверки и калибровки средств измерения;

ведомственный контроль и обеспечение государственного надзора за производством, состоянием, применением и ремонтом СИ.

9.4.6. На объектах газовой промышленности к эксплуатации допускаются СИ, прошедшие государственные испытания или метрологическую аттестацию в соответствии с ГОСТ 8.001-80 и ГОСТ 8.326-78 (имеющие сертификат утвержденного типа СИ), допущенные в установленном порядке органами Госгортехнадзора России, Госэнергонадзора России.

Предпочтение в применении СИ должно отдаваться средствам, рекомендованным к применению в отрасли испытательным метрологическим центром ОАО "Газавтоматика" ОАО "Газпром".

Аттестация нестандартизованных СИ производится Госстандартом, если эти средства разработаны в его подразделениях или применяются в его системе, а также для целей предусмотренных ГОСТ 8.002-71.

Метрологическую аттестацию всех остальных нестандартизованных СИ должны выполнять организации и метрологические службы ОАО "Газпром", имеющие соответствующую лицензию.

Для взрывоопасных помещений должны применяться СИ, имеющие свидетельство о взрывозащищенности электрооборудования.

9.4.7. Метрологические характеристики каналов передачи данных информационно-измерительных и управляющих систем должны определяться стандартами, нормирующими характеристики применяемых систем обработки и передачи информации, например:

при использовании сети INTERNET - стандарт IEEE802.3,

при эксплуатации выделенных аналоговых сигналов тональной частоты - Рекомендации МККТТМ.1020 и Указ N43 Минсвязи России.

9.4.8. Государственный метрологический надзор за производством, состоянием, применением и ремонтом СИ на предприятиях отрасли осуществляется Государственной метрологической службой России.

9.4.9. Ведомственный контроль проводят метрологические службы отрасли, подотчетные метрологической службе ОАО "Газпром" в лице Отдела АСУ, средств автоматизации и метрологии и организаций с делегированным от ОАО "Газпром" правом ведомственной поверки и калибровки.

9.4.10. Ведомственный контроль должен выполняться в соответствии с требованиями ОСТ 51-69-81 "Порядок проведения ведомственного контроля в газовой промышленности".

9.4.11. Средства измерения должны подвергаться первичной, периодической, внеочередной и инспекционной поверкам или калибровкам.

Состав СИ, подлежащих государственной или ведомственной поверке и калибровке, определен ГОСТ 8.002-71.

9.4.12. Первичная поверка осуществляется при выпуске СИ из производства или ремонта, периодическая - при эксплуатации через определенные межповерочные интервалы.

Внеочередная поверка осуществляется при вводе в эксплуатацию, когда необходимо удостовериться в соответствии метрологических характеристик средств измерения паспортным данным, в том числе СИ, поступающих по импорту, - при повреждении поверительного клейма

или пломбы, при утрате документов предыдущей поверки или по сигналам тестового автоматического контроля измерительных систем о неисправности средства измерения.

Инспекционной поверке подвергаются СИ при проведении метрологических ревизий или при решении спорных вопросов между поставщиками и потребителями природного газа, конденсата, нефти и другой продукции газовой промышленности.

9.4.13. Предельные сроки поверки для образцовых средств, а также рабочих СИ, служащих для учета материальных ценностей, взаимных расчетов между поставщиками и потребителями продукции, выпуска продукции и обеспечения безопасности производства безвредных условий труда, устанавливает ГОСТ 8.002-71.

Межповерочные интервалы на СИ, подлежащие ведомственной поверке или калибровке, устанавливаются метрологической службой Предприятия, исходя из их значимости, влияния внешней среды, условий и опыта эксплуатации.

Измерительные каналы информационно-управляющих систем должны подвергаться ведомственной поверке или калибровке не реже одного раза в год, а также при возникновении у оперативного персонала сомнений в достоверности информации по какому-либо каналу или по соответствующим сигналам автоматического контроля.

Плановые поверки и калибровки должны осуществляться в соответствии с годовыми календарными графиками, разрабатываемыми и утверждаемыми в газотранспортном Предприятии.

Календарные графики СИ, поверяемые местными органами государственной метрологической службы, должны быть согласованы с руководством этих органов.

9.4.14. Поверку и калибровку средств измерения должны осуществлять только лица, прошедшие специальное обучение и получившие подтверждение соответствующим документом.

9.4.15. Калибровка должна осуществляться представителями, аккредитованными метрологическими службами в соответствии с ПР 50.2.018-94 ГСТ "Порядок аккредитации метрологических служб юридических лиц на право проведения калибровочных работ".

9.4.16. При положительных результатах поверки на средства измерения должны накладываться поверительные клейма установленного образца, выдаваться свидетельства о поверке и делаться соответствующие записи в паспорте на прибор.

Средства измерений, признанные непригодными по результатам поверки или калибровки, не должны допускаться к дальнейшей эксплуатации.

9.4.17. Приборы с ненормированной погрешностью, применяемые для контроля неотчетливых параметров - без требования к точности показаний, не должны подвергаться поверке и иметь на корпусе или лицевой панели отчетливо видимое обозначение "И" (индикатор).

Перечень приборов, относящийся к данной группе, должен утверждаться главным инженером объекта и быть согласованным с местным органом метрологической службы. Калибровка этих приборов должна осуществляться соответствующими аккредитованными организациями или службами ОАО "Газпром".

9.4.18. На шкалы наиболее ответственных стационарных измерительных приборов, не имеющих соответствующих ограничительных индикаторов, следует наносить красные риски предельных значений контролируемого параметра. Перечень таких приборов утверждается главным инженером объекта.

9.4.19. Руководители объектов и организаций, в ведении которых находятся средства измерений, обязаны обеспечивать:

- надлежащие условия применения и хранения СИ;
- современное представление СИ для поверки и калибровки в соответствии с графиком;
- ремонт и замену неисправных СИ;
- немедленное изъятие из обращения СИ, признанных неисправными;
- оказание помощи представителям поверяющих служб.

9.5. Технологическая связь

9.5.1. Технологическая связь ОАО "Газпром" - это комплекс технологически сопряженных первичных и вторичных сетей электросвязи, созданных для управления производственно-хозяйственной деятельностью в отрасли для оперативно-диспетчерского управления технологическими процессами.

9.5.2. Общее управление сетью технологической связи осуществляется Управлением технологической связи Аппарата Правления ОАО "Газпром", оперативно-диспетчерское

управление сетью осуществляет головная организация по вопросам технической эксплуатации - ООО "Газсвязь", эксплуатационно-техническое обслуживание и давление на местах осуществляют Управления и отделы технологической связи ООО.

9.5.3. В состав сети технологической связи входят первичные и вторичные сети, которые обеспечивают передачу:

- телефонной связи;
- данных;
- подвижной радиосвязи;
- связи линейной телемеханики;
- связи селекторных совещаний.

9.5.4. Основными задачами первичной сети являются:

- обеспечение устойчивого функционирования первичной сети при заданном качестве и эксплуатационной надежности трактов и каналов передачи;
- эффективное использование ресурсов первичной сети в интересах вторичных сетей других пользователей при любых изменениях состояния сети;
- дальнейшее развитие первичных сетей, включая реконструкцию узлов, станций и линий передачи, для удовлетворения потребностей хозяйственных структур и населения;
- совершенствование первичных сетей, методов технической эксплуатации, улучшение эксплуатационных характеристик аппаратуры, трактов и каналов передачи.

9.5.5. Эксплуатационно-техническое обслуживание первичной сети технологической связи ОАО "Газпром" осуществляется в строгом соответствии с "Правилами технической эксплуатации первичных сетей взаимосвязанной сети связи Российской Федерации" (в шести книгах), введенных в действие приказом №187 Госкомсвязи России от 19.10.98 г.

9.5.6. В состав первичной сети технологической связи входят:

- кабельные (в том числе и ВОЛС) линии связи;
- радиорелейные линии связи;
- воздушные линии связи;
- спутниковые системы связи;
- типовые сетевые тракты;
- типовые каналы;
- типовые физические цепи на базе сетевых узлов, сетевых станций, оконечных устройств сети и соединяющих их линий передачи.

9.5.7. Радиорелейные линии связи используются в качестве основных линий связи в труднодоступных районах или резервных линий для повышения надежности связи.

9.5.8. Линии спутниковой связи предназначены для организаций пионерной связи при строительстве газопроводов, резервирования отдельных участков линий связи, аварийной связи и связи в чрезвычайных ситуациях.

9.5.9. Сетевой узел первичной сети МГ представляет собой комплекс технических средств, обеспечивающих образование и перераспределение типовых сетевых трактов, типовых каналов передачи и типовых физических цепей.

9.5.10. Сетевая станция представляет собой комплекс технических средств, обеспечивающих образование и предоставление вторичным сетям типовых цепей, каналов передачи и трактов, а также транзит их между различными участками первичной сети.

9.5.11. В состав вторичной сети входят учрежденческие автоматические телефонные станции, сети подвижной радиосвязи, сети линейной телемеханики, сети селекторных совещаний.

9.5.12. Эксплуатационно-техническое обслуживание вторичной сети технологической связи ОАО "Газпром" осуществляется в соответствии с заводскими инструкциями по эксплуатации и другими нормативно-техническими документами, разработанными для конкретных методов и алгоритмов технического обслуживания.

9.5.13. Подвижная радиосвязь предназначена для организации оперативно-технологической связи при обслуживании линейной части газопроводов.

9.5.14. В зависимости от конкретных условий эксплуатации и масштабов обслуживаемого участка сети связи МГ в системе технической эксплуатации могут функционировать:

- система оперативно-технического обслуживания;
- центры технической эксплуатации первичных сетей;
- сервисные центры.

9.5.15. Основными задачами системы оперативно-технического обслуживания первичных сетей являются:

- сбор, обработка и хранение информации по технической эксплуатации;

учет и анализ качества работы сети;
разработка предложений и организация выполнения планов формирования подведомственных участков первичной сети;
разработка планов по строительству, реконструкции, капитальному ремонту сооружений связи и внедрению новой техники;

защита информации от несанкционированного доступа.

9.5.16. Ремонт сооружений и станционного оборудования связи включает в себя комплекс организационно-технических мероприятий, направленных на восстановление вышедшего из строя оборудования, восстановление его ресурса или ресурса его составных частей.

9.5.17. В задачи ремонта входят:

организация, планирование, обеспечение и проведение текущего и капитального ремонта оборудования и сооружений связи;

разработка и внедрение мероприятий по повышению надежности аппаратуры, оборудования и сооружений связи.

9.5.18. Ремонт оборудования и сооружений на сети связи осуществляется на основании инструкций завода-изготовителя, действующих в отрасли и разрабатываемых в АО "Газпром" нормативных документов.

9.5.19. Все предприятия и структурные подразделения сети связи МГ должны иметь производственную документацию в полном объеме и вести ее установленным порядком, в том числе с использованием программно-технических средств.

9.5.20. Обозначения и терминология технической документации должны соответствовать действующим ГОСТ.

9.5.21. Метрологическое обеспечение первичной сети МГ должно осуществляться на основании действующих нормативных документов РФ в отрасли "Связь".

9.5.22. Работа по ТБ, ОТ и производственной санитарии на предприятиях связи осуществляется в соответствии с требованиями соответствующих законодательных актов РФ.

9.6. Газоизмерительные станции

9.6.1. Газоизмерительные станции магистральных газопроводов предназначены для измерения количественных и качественных показателей газа на объектах транспортировки и распределения газа.

Перечень количественных и качественных показателей газа определяется действующими и внедряемыми документами, а именно государственными и отраслевыми стандартами, техническими требованиями на ОИИУС, ОСОДУ и ОСУРГ, а также договорными или контрактными условиями поставки газа отечественным и зарубежным потребителям.

9.6.2. Комплекс технических средств (КТС) ГИС должен обеспечивать функционирование как в составе информационно-измерительной системы верхнего уровня (газотранспортного Предприятия), так и в автономном режиме.

9.6.3. Хозрасчетные расходомерные пункты подразделяются на газоизмерительные станции (ГИС) и блоки или узлы измерения расхода газа, входящие в состав технологического оборудования газораспределительных станций, компрессорных станций в местах отбора газа на собственные нужды или для потребителей с малым расходом.

9.6.4. Газоизмерительные станции по своему назначению и уровню оснащенности подразделяются на следующие категории:

I - ГИС на границах России;

II - ГИС в составе ГРС, поставляющих газ в больших количествах потребителю;

III - ГИС на границах предприятий ОАО "Газпром".

9.6.5. При работе КТС в составе АСУ ТП должны обеспечиваться следующие функции для I и II категорий ГИС:

автоматический сбор и обработка информации о работе основного и вспомогательного оборудования (к основному оборудованию относятся - измерительные газопроводы с запорной арматурой, средства измерения, системы контроля и управления, системы пожаротушения и контроля загазованности, к вспомогательному оборудованию - системы отопления, вентиляции);

автоматический сбор, обработка, регистрация и хранение количественных и качественных показателей газа, формируемых основным и дублирующим комплектом приборов;

автоматическое вычисление расхода газа и регистрация показаний;

визуальное отображение информации о состоянии технологических объектов на оперативной панели и терминале оператора;

дистанционное управление запорной арматурой, другими технологическими объектами с оперативной панели и терминала оператора;

автоматическое дистанционное и ручное переключение измерительных ниток, подключение резервной нитки при выходе значений расхода газа за пределы соответствующих у ставок при работах по ремонту и техобслуживанию;

автоматическая самодиагностика КТС;

формирование массивов информации при передаче на верхний уровень управления и, при необходимости, потребителям (покупателям) газа;

прием команд и уставок с верхнего уровня управления;

переключение источника питания с основного на резервный;

автоматическое включение аварийной вентиляции;

автоматическое переключение запорной арматуры при аварии;

ручной ввод с клавиатуры входных коэффициентов и других величин, необходимых для вычислений;

автоматический контроль дозврывоопасных концентраций горючих газов в воздухе в помещениях класса В-Ia;

стабилизация температурного режима в помещениях с помощью локальных систем;

сигнализация о проникновении в охраняемые помещения;

местный контроль за технологическими параметрами газового потока (P,T) и окружающей среды (барометрическое давление и температура);

обнаружение пожара во всех помещениях;

автоматическое дистанционное и ручное включение системы пожаротушения;

автоматическое дистанционное и ручное включение системы вентиляции.

9.6.6. На ГИС III категории в зависимости от условий поставки возможны определение качественных показателей газа лабораторным путем и введение данных в вычислители с клавиатуры или по коммуникационным каналам с уровня ДП КС (ЛПУ), а объем функций управления определяется заданием на проектирование.

9.6.7. Расходомерные пункты небольшой пропускной способности могут выполняться по упрощенной технологической схеме, в том числе в виде бесколлекторной измерительной линии, оснащенной минимально необходимым количеством измерительных и вычислительных средств.

Качественные показатели природного газа и необходимые для расчета константы могут вводиться вручную или с помощью программирующего устройства.

9.6.8. Расходомерные пункты должны быть обеспечены телефонной или другими видами связи с подразделением верхнего уровня.

9.6.9. Здания и технологическое оборудование должны быть защищены от прямых ударов молний, вторичных ее проявлений и статического электричества.

Молниеотводы, контуры заземления выполняются раздельными и должны соответствовать требованиям руководящих и директивных документов и периодически проверяться.

9.6.10. Эксплуатация и техническое обслуживание расходомерных пунктов осуществляются службой КИП и А или службой главного метролога газотранспортного Предприятия.

9.6.11. Измерение и определение количественных и качественных характеристик должно выполняться в соответствии с "Правилами измерения расхода газа и жидкостей стандартными устройствами" РД 50-213-80, Правилами по метрологии ПР 50.2.019-96 "Методика выполнения измерений при помощи турбинных и ротационных счетчиков", а также другими методическими и нормативно-техническими документами, введенными в действие Госстандартом России и ОАО "Газпром".

9.6.12. Аппаратура хозрасчетных расходомерных пунктов подвергается внеочередным поверкам в случаях:

обоснованных требований покупателя газа;

при вводе в эксплуатацию после ремонта и хранения;

при повреждении клейма, пломбы или утрате документов, подтверждающих положительные результаты периодических проверок и калибровок;

при сигналах аппаратуры о несоответствии замеренных показателей, полученных при автоматических тестовых проверках или разбалансе показателей аналогичных параметров, измеряемых на параллельных линиях измерений или дублирующей аппаратурой.

9.6.13. Порядок подготовки повышения квалификации и аттестации ведомственных поверителей установлен РД 50-599-86.

9.6.14. При решении спорных вопросов между покупателем и продавцом, относящихся к измерению расхода и количества поставленного и купленного газа, используются результаты

внеочередных проверок в соответствии с ГОСТ 8.513-84.

9.7. Телемеханика

9.7.1. Средствами системы телемеханики осуществляются текущий контроль состояния и управление оборудованием объектов магистрального газопровода, при работе в составе АСУ ТП КС - это решение задач по оптимизации режима работы МГ, сокращению затрат на транспорт газа, повышению надежности и эффективности работы технологического оборудования.

Система телемеханики может функционировать и как самостоятельная система.

9.7.2. Датчики, приборы и устройства телемеханики должны быть сертифицированы и соответствовать требованиям проекта по взрывозащите и климатическим условиям. Заземление средств телемеханики должно постоянно проверяться и соответствовать требованиям проектной и конструкторской документации.

Заземленные датчики и узлы управления должны быть гальванически отделены от газопровода.

9.7.3. Средства телемеханики на линейных кранах с телеуправлением должны иметь защиту (аппаратную и программную), исключающую возможность несанкционированного телеуправления, включая блокировку от несанкционированной подачи команд ни телеуправление с выносных пультов и защиту на подводящих клеммниках.

Перевод на местное управление и обратно может осуществляться только с разрешения диспетчера или другого ответственного лица с записью в оперативный журнал производства работ. Длительное отключение осуществляется только с письменного разрешения руководителя ЛПУ МГ.

9.7.4. Методическое и техническое руководство эксплуатацией и ремонтом средств телемеханики осуществляет отдел ОА и СУ газотранспортного Предприятия.

Технический контроль и поддержание в работоспособном состоянии средств телемеханики в ЛПУ МГ осуществляют службы АСУ ТП и телемеханики или службы телемеханики и КИП и А в соответствии с распределением обязанностей (в зависимости от объемов). В состав средств телемеханики, подконтрольных службам, входят:

аппаратура пункта управления (ПУ) с программными средствами и контролируемого пункта (КП) с программными средствами;

датчики технологических параметров с соединительными кабелями;

устройства резервного электропитания;

средства размещения КП (блок-контейнеры, термокамеры НУП, наружные шкафы и др.).

9.7.5. Основными задачами эксплуатационных служб являются:

контроль и поддержание в работоспособном состоянии средств телемеханики и программного обеспечения;

своевременное выявление и устранение неисправностей (методом замены плат, блоков);

разработка регламента технического обслуживания, непосредственное участие и контроль за его выполнением специализированной группой.

В составе специализированной группы должны быть специалисты по микропроцессорной технике, программному обеспечению и КИП. При выезде на трассу в нее включают специалиста по связи. Группа должна быть оснащена специализированной лабораторией с необходимым составом поверочных и тарировочных приборов.

9.7.6. Персонал, отвечающий за работу средств телемеханики (инженер по телемеханике), обязан:

ежесменно контролировать состояние и работу средств телемеханики и программного обеспечения, включая канал передачи информации в АСУ ТП КС и на верхний уровень управления;

принимать меры по восстановлению нормальной работы технических средств и программного обеспечения;

обеспечивать выполнение регламентных работ специализированными группами;

следить за регистрацией событий, связанных с техническим состоянием средств телемеханики и программного обеспечения;

обеспечить наличие и надлежащее состояние проектной и технической документации на средства телемеханики и программного обеспечения;

готовить предложения по своевременной замене технических средств, принимать участие в разработке проектов, монтаже, наладке и вводе в эксплуатацию средств телемеханики.

9.7.7. Оперативный персонал (сменный диспетчер), эксплуатирующий средства

телемеханики, должен с периодичностью, указанной в инструкции по эксплуатации, но не реже одного раза в смену проверять правильность ее функционирования путем просмотра протокола телемеханики и системного протокола, сообщающего об ошибках программного обеспечения и вмешательстве оперативного персонала, в том числе должно быть опробовано телеуправление кранами с уровня ДП КС. При опробовании на линейном кране должна находиться комплексная бригада.

Все нарушения должны регистрироваться в оперативном журнале сменного инженера.

9.7.8. Техническое обслуживание и устранение неисправностей (за исключением простых операций - замена предохранителей, плат) выполняются комплексными специализированными группами в соответствии с регламентом, действующими НТД и настоящими правилами.

Средства телемеханики, установленные на объектах линейной части и ГРС, должны быть не реже одного раза в квартал опробованы в действии с сопрягаемым оборудованием, в том числе должно быть опробовано телеуправление кранами с уровня ДП КС.

При опробовании на линейном кране должна присутствовать комплексная бригада.

Кроме того, должны быть проверены:

источники резервного питания на соответствие их нормам;

исправность сигнализации от проникновения посторонних лиц к средствам телемеханики;

состояние устройств (блок-боксов, контейнеров, шкафов и др.) для размещения средств телемеханики и средств защиты от вскрытия (замки, запоры) и исправность устройств грозозащиты.

9.7.9. В отдельных случаях, когда отсутствует возможность проверки цепей управления и сигнализации с непосредственным изменением состояния оборудования, допускается осуществлять проверку путем имитации работы оборудования, максимально приближенным к реальным условиям.

Порядок и периодичность проверки должны соответствовать инструкции по эксплуатации на каждое устройство. Все проверки должны оформляться документально согласовываться с диспетчером ЛПУ МГ.

9.7.10. Служба телемеханики КИП и А (АСУ ТП и телемеханики) должна быть оснащена специализированной лабораторией на базе шасси высокопроходимого автомобиля, оснащенной сервисным оборудованием, приборами, инструментом, документацией средствами связи.

9.8. Техническая документация

9.8.1. Все предприятия и структурные подразделения, эксплуатирующие средства связи, должны вести производственную документацию, которая подразделяется на оперативно-техническую, технологическую и техническую.

9.8.2. К оперативно-технической документации относятся документы по учету, анализу и отчетности о работе сетевых узлов, сетевых станций линий передачи, сооружений, оборудования, аппаратуры, линейных трактов, каналов передачи и др.

9.8.3. Технологическая документация содержит документы, определяющие организацию производственных процессов. К ней относятся:

нормативно-справочные документы (стандарты, правила, инструкции, положения, нормы и т.д.);

методологические документы (технологические карты и схемы производственных процессов, алгоритмы действий техперсонала, графики обходов и замен и т.д.);

планы и графики контрольных измерений и ремонтно-настроечных работ на аппаратуре, трактах и каналах передачи.

9.8.4. Техническая документация включает в себя документы, содержащие основные, постоянные или не изменяющиеся в течение длительного времени сведения об организации, устройстве, принципах действия и характеристиках сетевых узлов, линий передачи, сооружений, аппаратуры, трактов и каналов передачи.

К технической документации относятся: организационные документы (правила технической эксплуатации, приказы, директивные указания вышестоящих организаций, операторов первичных сетей по вопросам технической эксплуатации и др.:

приемо-сдаточная документация;

проектно-сметная документация;

учебные пособия, техническая литература, технические описания аппаратуры и оборудования, кабельные планы, схемы организации связи, схемы дистанционного питания, телемеханики, служебной связи и т.п.;

электрические паспорта на сетевые узлы, станции, тракты и каналы.

9.8.5. Обозначения и терминология технической документации должны соответствовать действующим ГОСТ и правилам.

9.8.6. Техническая документация, включая схемы, разрабатываемая и составляемая непосредственно в структурных подразделениях Предприятия, должна утверждаться техническим руководителем Предприятия.

9.8.7. Производственная документация ведется на различных видах носителей, включая программно-технические комплексы.

9.8.8. Вся документация должна быть на русском языке. Исключение может составлять документация по импортным программным средствам (системное, базовое программное обеспечение, инструментальные средства и промышленные пакеты), а также техническим средствам (вычислительная техника, программируемые логические контроллеры, средства передачи данных), которая в таком случае может быть на английском языке.

10. ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ

10.1. Диспетчерская служба

10.1.1. Оперативно-диспетчерское управление Единой системой газоснабжения Российской Федерации (ЕСГ РФ) осуществляется Центральным производственно диспетчерским управлением ОАО "Газпром" (ЦПДУ) через производственно диспетчерские службы газотранспортных предприятий (ПДС ГП).

10.1.2. ЦПДУ ОАО "Газпром" должно выполнять следующие функции:

обеспечивать бесперебойное снабжение потребителей газом в объемах, предусмотренных договорами, контрактами, соглашениями и др., при условии выполнения потребителями требований Правил поставки газа потребителям Российской Федерации, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 1445 от 30.12.94г., договорных, контрактных и других обязательств в установленные этими документами сроки;

контролировать объемы и качество газа, поступающего от промысла, газоперерабатывающих заводов, транзитом и по импорту, подаваемого потребителям РФ и на экспорт, а также принимать меры по их соответствию требованиям Правил, РД-50-213-80, ГОСТ 5542-87, контрактам, техническим соглашениям и другим документам при приеме его по импорту и подаче на экспорт;

осуществлять перспективное планирование потоков газа, разработку оптимальных схем транзитной транспортировки газа, максимальных объемов закачки и отбора газа из ПХГ с целью безусловного выполнения установленных объемов добычи, переработки и транспорта газа при минимальных затратах ТЭР;

анализировать причины отклонения фактических режимов от заданных, разрабатывать предложения по оптимизации межсистемных перетоков с учетом режима работы газопроводов в целом;

контролировать плановые поставки газа на ПЗРГ, ГРС и передачи другим газотранспортным предприятиям (трансгазам) и потребителям;

ежесуточно контролировать балансы поступления газа от поставщиков и распределения его потребителям с учетом расхода газа на собственные нужды предприятий;

рассчитывать запасы газа в газопроводах по фактическим параметрам транспортируемого газа, контролировать качество газа;

выявлять и анализировать "узкие места" в системах газоснабжения как в зимний, так и в летний периоды, участвовать в разработке предложений по их устранению, в обосновании необходимости реконструкции и сроков ее проведения;

принимать оперативные решения по изменению потоков газа, объемам отбора или закачки газа в подземные хранилища;

оперативно управлять режимом работы магистральных газопроводов и их участков;

своевременно передавать в фирму "Информгаз", осуществляющую ведение Технологической базы данных ЕСГ, оперативную информацию о режимных параметрах;

выполнять анализ гидравлической эффективности и отдавать распоряжения по пропуску очистных устройств или заливке метанола;

разрабатывать совмещенные графики планово-профилактических ремонтных работ на объектах ЕСГ по заявкам предприятий;

рассматривать заявки предприятий и принимать решения о выводе оборудования и сооружений из работы для ревизии, ремонта реконструкции и испытаний в случаях, когда это

приводит к изменению потоков газа и поставок его потребителям или к сокращению добычи, закачки газа в ПХГ;

принимать участие в разработке и осуществлении проектов и мероприятий по развитию ЕСГ, в том числе направленных на повышение надежности ее работы;

осуществлять оперативный контроль за ходом реконструкции и капитального ремонта линейной части газопроводов и компрессорного оборудования;

способствовать внедрению и освоению в отрасли диспетчерского комплекса реального времени и компьютерной автоматизации КС магистральных газопроводов, предназначенных для повышения экономичности и надежности управления процессом транспорта газа.

10.1.3. ПДСГП должна:

обеспечивать бесперебойное снабжение потребителей газом в объемах, предусмотренных договорами, контрактами, соглашениями и др. при условии выполнения потребителями требований Правил поставки газа потребителям Российской Федерации, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 1445 от 30.12.94 г., и договорных, контрактных и других обязательств в установленные этими документами сроки;

контролировать объемы и качество газа, поступающего от промысла, газоперерабатывающих заводов РФ, транзитом и по импорту подаваемого потребителям РФ и на экспорт, а также принимать меры по их соответствию требованиям Правил, РД-50-213-80, ГОСТ 5542-87, контрактам, техническим соглашениям и другим документам при приеме, его по импорту и подаче на экспорт;

оперативно управлять режимом работы магистральных газопроводов и их участков в границах Предприятия;

своевременно передавать в ЦПДУ ОАО "Газпром" информацию обо всех изменениях конфигурации газопроводов (ввод новых мощностей, реконструкция, вывод в ремонт участков и компрессорных агрегатов и т.д.) и ограничительных параметрах для своевременной корректировки технологической базы данных ЕСГ;

осуществлять перспективное планирование региональных потоков газа, исходя из перспективной Схемы потоков газа по ЕСГ, разработку оптимальных схем транзитной транспортировки газа, максимальных объемов закачки и отбора газа из ПХГ с целью безусловного выполнения установленных объемов добычи, переработки и транспорта газа при минимальных затратах ТЭР;

контролировать соблюдение правильности заключения технических соглашений по исполнению договоров на поставку газа с учетом изменяющихся условий (давление на промыслах, на границе между смежными предприятиями, на газопроводе, изменения по сырьевой базе и т.п.);

разрабатывать комплексы планово-профилактических работ на объектах Предприятия и согласовывать их с ЦПДУ ОАО "Газпром";

рассматривать заявки, планы-графики работ и осуществлять выдачу разрешений с уведомлением ЦПДУ ОАО "Газпром", если это приводит к нарушению режима транспорта газа, на вывод оборудования и сооружений из работы для ревизии, ремонта, реконструкции и испытаний;

осуществлять руководство оперативным персоналом (диспетчером или сменным инженером) подразделения - ЛПУ МГ;

отдавать распоряжения на переключение запорной арматуры линейной части магистральных газопроводов при возникновении аварий;

осуществлять оперативное управление процессом ликвидации аварий;

контролировать проведение капитального ремонта и реконструкции линейной части и компрессорного оборудования газопроводов;

контролировать гидравлическую эффективность газопроводов и отводов;

отслеживать данные по неравномерности газопотребления по сезонам, кварталам, месяцам;

постоянно уточнять конфигурации газопроводов;

способствовать внедрению и освоению автоматизированных систем управления газотранспортного Предприятия (АСУ ТП), являющихся составной частью многоуровневого диспетчерского комплекса реального времени.

К основным функциям АСУ ТП относятся следующие:

диспетчерский контроль, анализ, управление и регулирование фактических режимов транспорта, хранения и распределения газа;

предупреждение и локализация аварийных и нештатных ситуаций;

моделирование и оптимизация технологических режимов транспорта газа;

минимизация энергозатрат на транспорт и хранение газа;
планирование планово-предупредительных ремонтов, профилактических и ремонтных работ;
планирование различных организационно-технических мероприятий в целях повышения эффективности работы системы газоснабжения в целом и отдельных ее объектов;
комплексный учет газа, ведение договорной деятельности.

10.1.4. Непосредственное управление и контроль за режимом работы оборудования КС, ПХГ, ГРС и линейной части в границах ЛПУ МГ должен выполнять, как правило, диспетчер (сменный инженер) ЛПУ МГ. Управление должно осуществляться с единого диспетчерского пункта, оснащенного необходимыми средствами связи, телесигнализации, телеуправления, электронно-вычислительной и информационной техники и оперативной технической документации.

10.1.5. В оперативном подчинении диспетчера (сменного инженера) ЛПУ МГ должен находиться персонал, осуществляющий непосредственное управление режимом работы оборудования, в том числе включение и отключение оборудования, участков газопроводов, шлейфов, скважин ПХГ и переключение запорной арматуры.

10.1.6. Диспетчер (сменный инженер) ЛПУ МГ обязан:
предотвращать работу оборудования и линейной части газопроводов с параметрами, превышающими допустимые;

анализировать состояние оборудования КС и линейной части;
принимать необходимые меры по соблюдению установленного режима работы (пропуск очистных устройств, заливка метанола и т.д.);

немедленно сообщать диспетчеру ПДС ГП об изменениях режима работы газопроводов, КС и ГРС.

регулярно в установленное время обеспечивать передачу информации о технологическом режиме в ПДС имеющимися средствами.

10.1.7. Сменный персонал ГП и его подразделений (ЛПУ МГ) должен работать по графикам, утвержденным руководством ГП и ЛПУ МГ.

10.1.8. Ведение диспетчерского режима во всех газотранспортных предприятиях осуществляется по московскому поясному времени в 24-часовом исчислении. Снятие картограмм на всех КРП, ГРС, ГКС должно производиться в 10.00 по московскому поясному времени.

10.1.9. Прием-передача смены сменным персоналом должны оформляться в диспетчерском журнале.

10.1.10. Прием-передача смены во время переключений, пуска и остановки оборудования, аварийных ситуаций, как правило, запрещается. Прибывшая смена должна принять участие в ликвидации аварии по усмотрению руководства ЛПУ МГ или ГП.

Функции и обязанности по контролю и оперативному управлению режимами работы магистральных газопроводов для ПДС ГП устанавливаются ЦПДУ ОАО "Газпром" и дополняются руководителями ГП; для диспетчера (сменного инженера) ЛПУ МГ - ПДС ГП и дополнительно руководителями ЛПУ МГ.

10.1.11. Производственно-диспетчерские службы газотранспортных предприятий должны регулярно получать от органов гидрометеорологической службы следующие данные:

метеорологические сведения (температура и влажность воздуха, количество осадков, сила и направление ветра, образование гололеда, штормовые и грозовые предупреждения),

гидрологические и метеорологические прогнозы, необходимые для эксплуатации КС и прилегающих участков газопроводов.

На территории КС обеспечиваются периодические (четыре раза в сутки) измерения и регистрация температуры наружного воздуха и барометрического давления.

10.2. Режим работы магистральных газопроводов

10.2.1. Режим работы магистрального газопровода определяется условиями транспортировки и распределения газа, работой промыслов, ГПЗ, ПХГ, техническим состоянием действующих и вновь сооружаемых газотранспортных систем, а также с учетом дополнительных распоряжений ЦПДУ ОАО "Газпром".

10.2.2. Режимная служба ПДС ГП ежегодно разрабатывает перспективную детализированную потоковую схему по системе газопроводов в границах своего Предприятия (плановые потоки по каждому газопроводу), исходя из Схемы потоков газа по ЕСГ, которая выполняется по заданию Управления перспективного развития ОАО "Газпром" и передается каждому газотранспортному Предприятию.

10.2.3. Режимная служба ПДС ГП на предстоящий годовой период разрабатывает плановые режимы по каждому газопроводу в границах ГП с разбивкой по месяцам и кварталам.

Плановые режимы формируются на основе гидравлических и оптимизационных расчетов с целью обеспечения заданных потоков при минимальных топливно-энергетических или стоимостных затратах на транспорт газа.

При разработке режимов необходимо учитывать реальные технические и технологические ограничения на рабочие параметры оборудования КС и линейной части, развитие и реконструкцию газопроводов в планируемый период.

10.2.4. Режимная служба ПДС ГП должна постоянно контролировать режим транспорта газа, выявлять причины отклонения фактического режима от планового и принимать меры (если это возможно) для восстановления расчетного режима.

10.2.5. Линейная часть газопровода должна эксплуатироваться при нормативных коэффициентах гидравлической эффективности или, в крайнем случае, несколько уменьшенных с учетом фактического технического состояния и условий эксплуатации, но при согласовании с ПДС ГП и ЦПДУ ОАО "Газпром".

10.2.6. Разрешенное рабочее давление должно устанавливаться ежегодно по всем газопроводам газотранспортным Предприятием. Разрешенное рабочее давление может быть равным или ниже проектного с учетом следующих факторов:

- коррозионного состояния газопроводов;
- технического состояния переходов через автомобильные и железные дороги, водные преграды; состояния пересечения с газо-, нефте-, продуктопроводами;
- анализа аварий за предшествующий период;
- рабочих параметров предшествующего периода эксплуатации;
- продолжения эксплуатации участка (суммарный срок службы);
- выполнения работ в охранных зонах и зонах минимально допустимых расстояний до зданий, сооружений и объектов в период значительного скопления людей (при капитальном ремонте соседних ниток, сельскохозяйственных работах и т.д.).

Установление разрешенных давлений ниже проектного уровня осуществляется на основании акта, утвержденного руководителем Предприятия (не ниже главного инженера), с указанием причин, при необходимости, виновных лиц, мер дисциплинарного или административного воздействия к ним, мероприятий по снятию ограничения давления с фиксированием сроков и ответственных лиц.

Обо всех изменениях разрешенного рабочего давления газа ПДС ГП должна оперативно уведомлять ЦПДУ ОАО "Газпром".

Частичное и полное снятие ограничений разрешенных рабочих давлений должно осуществляться после выполнения мероприятий, обеспечивающих надежную эксплуатацию участков газопроводов.

10.3. Организация работ по ликвидации аварий

10.3.1. При аварии на компрессорной станции диспетчер (сменный инженер) должен обеспечить локализацию места аварии, поставить в известность руководство ЛПУ МГ и диспетчера ЦПДС ГП, а также принять меры по обеспечению нормальной работы исправного оборудования.

10.3.2. При возникновении аварии на линейной части газопровода диспетчер подразделения обязан доложить об этом руководству ЛПУ МГ, диспетчеру ЦПДС и привести действие план оповещения, сбора и выезда аварийной бригады.

10.3.3. Определение аварийного участка газопровода и его локализация (отключение от действующих газопроводов, сброс газа) производится, как правило, диспетчерской службой с применением средств телемеханики, а при их отсутствии - направлением бригад к отключающей запорной арматуре предполагаемого аварийного участка.

10.3.4. Руководство работами по ликвидации аварии должен возглавить на месте - начальник или заместитель начальника ЛПУ МГ; в диспетчерской ГП - начальник ПДС или его заместители.

До прибытия руководителей ГП, ЛПУ МГ на объект его обязанности по локализации и ликвидации аварии исполняет старший по должности специалист ЛПУ МГ, службы, цеха - по принадлежности аварийного объекта.

Если для ликвидации аварии необходимо выполнить большой объем работ с привлечением персонала, ресурсов и технических средств нескольких ЛПУ МГ или намечаемые работы

технически сложны, то организацию работ на месте должен возглавить ответственный представитель ГП, назначенный приказом руководителя ГП.

10.3.5. При возникновении аварии на ГРС диспетчер ЛПУ МГ немедленно предупреждает потребителей газа о необходимости перехода на резервное топливо, докладывает руководству ЛПУ МГ и диспетчеру ГП, вызывает аварийную бригаду и осуществляет необходимые мероприятия по максимально возможной, в аварийной ситуации подаче газа потребителям.

10.3.6. О всех авариях на КС, ГРС и магистральных газопроводах диспетчеры ГП извещают ЦПДУ ОАО "Газпром", местные органы Газнадзора ОАО "Газпром" и Госгортехнадзора России, а также Министерство по чрезвычайным ситуациям (МЧС).

10.3.7. Причины аварий, разрушений и повреждений расследуют в соответствии с Положением о расследовании отказов газовых объектов, подконтрольных органам Газнадзора ОАО "Газпром" и Госгортехнадзора России.

10.3.8. Задачами персонала газотранспортных предприятий и его подразделений ЛПУ МГ при возникновении аварийных ситуаций являются:

локализация аварий отключением аварийного участка газопровода, КС, ГРС, ПХГ и стравливание газа;

оповещение, сбор и выезд аварийной бригады;

принятие необходимых мер по безопасности населения, близлежащих транспортных коммуникаций и мест их пересечений с газопроводами, а также гражданских и промышленных объектов;

предупреждение потребителей о прекращении поставок газа или о сокращении их объемов;

принятие необходимых мер по максимальному использованию оставшихся в работе газотранспортного оборудования, линейной части и ПХГ;

ограничение или прекращение поставок газа неквалифицированным потребителям или потребителям, имеющим резервное топливо;

уведомление местных органов власти об аварии;

организация работы по привлечению и использованию технических, материальных и людских ресурсов близлежащих местных организаций;

выдача аварийных заявок на использование авиационной техники близлежащих авиапредприятий;

организация сопровождения сотрудниками ГАИ аварийной техники, направляемой ликвидации аварии;

ликвидация аварий в возможно короткие сроки.

10.3.9. Работники эксплуатационных организаций при возникновении аварий или обнаружении их признаков обязаны принимать все меры к ликвидации аварии с целью Предотвращения разрушений оборудования, сооружений и исключения опасности, угрожающей обслуживающему персоналу и населению.

10.3.10. При возникновении пожара или внезапном выбросе газа в машинном зале, галерее нагнетателей, укрытиях ГПА, на технологических коммуникациях, площадках пылеуловителей, СОГ, АВО газа, узлах подключения КС оперативный персонал должен аварийно остановить компрессорную станцию.

В аналогичных случаях порядок остановки ГРС и ПХГ определяется инструкциями газотранспортных предприятий.

10.3.11. На случай возникновения аварийных ситуаций и отказов на линейной части, КС, ГРС, СПХГ эксплуатационные службы ЛПУ МГ должны иметь разработанный и утвержденный план оповещения, сбора и выезда на трассу газопровода аварийных бригад и техники.

10.3.12. Прибывший первым к месту аварии на линейной части газопровода персонал обязан: предотвратить появление в зоне аварии посторонних лиц и техники; при возникновении аварии вблизи железных и автомобильных дорог принять меры, исключающие движение транспорта;

уточнить место и размеры аварии;

выйти на связь с диспетчером или руководителем ЛПУ МГ, сообщить о месте и ориентировочных размерах аварии, возможности подъездов и проездов и другие сведения;

при возникновении аварии вблизи ЛЭП, нефтепродуктопроводов, железных и автомобильных дорог сообщить их владельцам об аварии.

10.3.13. Запрещается приближение к зоне аварии людей и техники до организации связи и получения сообщений о полной локализации аварии, об организации непрерывного дежурства на отключающейся от действующего газопровода запорной арматуре, о выполнении дополнительных мер по предотвращению случайной или самопроизвольной перестановки

запорной арматуры на границах отключенного участка.

10.3.14. На участке газопровода между КС, не оборудованного линейной телемеханикой, для определения места аварии и ее локализации одновременно с двух КС навстречу друг другу должны выезжать аварийные бригады. Маршрут движения бригад координируется диспетчерской службой до прибытия руководителя ЛПУ МГ.

План оповещения, сбора и выезда на трассу в этих случаях приводится в действие в соответствующих подразделениях.

10.3.15. Независимо от функционирования системы телемеханики при ликвидации аварии персонал обязан прибыть на отключаемые участки газопровода и проконтролировать закрытие запорной арматуры, организовать связь, постоянное дежурство на кранах и крановых узлах, принять меры, исключающие самопроизвольную или ошибочную перестановку кранов. Средства телеуправления на кранах аварийного участка необходимо отключить после прибытия постов.

10.4. Подготовка магистрального газопровода к эксплуатации в осенне-зимних условиях и к весеннему паводку

10.4.1. Для обеспечения эффективной и надежной эксплуатации газопроводов в осенне-зимний период службами ЛПУ МГ должен быть выполнен соответствующий комплекс мероприятий, оформляемый паспортом готовности.

Паспорта готовности выдаются ЛПУ МГ газотранспортными предприятиями в сроки, устанавливаемые ОАО "Газпром", и на основании актов проверок.

10.4.2. Состав комиссии по проверке готовности определяется руководством ГП из работников предприятий с участием представителей местных органов Газнадзора ОАО "Газпром", которые могут быть председателями комиссий, и, при необходимости, с привлечением работников проектных, ремонтных и наладочных организаций ОАО "Газпром".

10.4.3. Паспорт подписывают председатель, члены комиссии на основании акта проверки и утверждает директор ГП. Лица, подписывающие паспорт готовности, несут ответственность за полное и качественное выполнение всех условий его выдачи.

10.4.4. Паспорт готовности к работе в осенне-зимних условиях должен выдаваться только после выполнения всех установленных ГП требований к техническому состоянию оборудования и коммуникаций территорий, зданий, сооружений и объектов магистрального газопровода.

Особое внимание должно быть уделено работоспособности систем пожаротушения, водо- и теплоснабжения, электроснабжения, аварийного освещения, наличию запасов ГСМ, в том числе зимних сортов, отсутствию утечек газа, воды, масла и других рабочих жидкостей.

10.4.5. В случае неполного выполнения ЛПУ МГ требований о выдаче паспортов, по не зависящим от них причинам вопрос о возможности выдачи паспорта решается Предприятием совместно с Газнадзором ОАО "Газпром". О выдаче паспорта готовности Предприятие должно уведомить ОАО "Газпром" в установленном порядке.

10.4.6. Подготовка объектов и сооружений магистральных газопроводов к весенним паводкам должна проводиться по разработанному подразделением ЛПУ МГ плану, в котором должны быть предусмотрены:

подготовка аварийной техники, проверка запорной арматуры и автоматов аварийного закрытия кранов;

создание временных опорных пунктов в труднодоступных местах трассы газопровода, оснащенных необходимой техникой и материалами;

создание необходимых запасов горюче-смазочных материалов и метанола;

проверка и, при необходимости, устройство водоотводов и водопропусков;

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

ремонт ледорезов в местах возможных заторов льда;

ремонт мостов через реки и ручьи;

ремонт лежневых дорог;

подготовка средств передвижения по воде;

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

10.5. Оперативная документация

10.5.1. Центральная производственно-диспетчерская служба газотранспортного Предприятия должна иметь следующую документацию:

- должностные инструкции;
- принципиальную (технологическую) схему линейной части газопроводов;
- принципиальную схему, технологические обвязки КС, ПХГ, ГРС;
- принципиальные схемы системы электроснабжения;
- оперативный суточный журнал работы газопроводов;
- журналы работы ПХГ, оперативного суточного учета газа, контроля качества газа в установленных пунктах газопроводов, входящих и исходящих телефонограмм, факсов, приема-передачи смены;
- утвержденный перечень разрешенных давлений по всем газопроводам;
- дополнительную оперативную и техническую документацию, установленную по решению руководства Предприятия.

10.5.2. Диспетчерская служба (сменный инженер) ЛПУ МГ должна иметь следующую техническую документацию:

- должностные и производственные инструкции;
- технологическую схему участка газопровода в границах ЛПУ МГ;
- утвержденный перечень разрешенных давлений по газопроводам управления;
- утвержденную схему оповещения об авариях или аварийных ситуациях;
- номера телефонов местной связи всех ГРС, домов операторов и газовых служб потребителей;
- технологические схемы КС, ПХГ, ГРС;
- схемы водо- и электроснабжения КС, ПХГ;
- оперативный суточный журнал учета работы и дефектов оборудования КС, ПХГ, ГРС и распоряжений руководства ЛПУ МГ и ЦПДС ГП;
- журналы распоряжений, дефектов оборудования;
- план сбора и выезда аварийной бригады;
- дополнительную оперативную и техническую документацию по решению руководства.

11. ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

11.1. Общие требования

11.1.1. Раздел "Защита окружающей среды" настоящих Правил разработан в соответствии с требованиями действующего в Российской Федерации Законодательства и нормативных документов в сфере природопользования и охраны окружающей природной среды, а также с экологическими требованиями, нормативной документацией ОАО "Газпром" и его предприятий.

11.1.2. Эти требования распространяются на все производственные объекты и сооружения газотранспортных предприятий.

11.1.3. Газотранспортное предприятие, являясь субъектом - природопользователем, т.е. Предприятием, которое при осуществлении производственно-хозяйственной деятельности оказывает или может оказывать негативное воздействие (загрязнение) на качество окружающей природной среды и ее составляющие (атмосферный воздух, воды, почвы, недра), обязано:

- осуществлять все виды деятельности с обязательным учетом возможных последствий воздействия на окружающую природную среду;
- неукоснительно выполнять комплекс всех необходимых природоохранных мероприятий при эксплуатации объектов;
- оснащать технологические процессы и оборудование аппаратурой для контроля уровня их воздействия на окружающую природную среду;
- соблюдать установленные и согласованные технологические режимы, обеспечивающие наименьшее воздействие на окружающую природную среду;
- обеспечивать надежную и эффективную работу всех очистных сооружений, установок и средств контроля и утилизации отходов;
- своевременно представлять необходимую и достоверную информацию об аварийных случаях, предаварийных ситуациях и стихийных бедствиях и принимаемых мерах по ликвидации их последствий.

11.1.4. Газотранспортному предприятию запрещается:

- любой вид деятельности, экологические последствия которой предварительно не определены или не предусмотрены;
- передавать в пользование (постоянное или временное) земельные участки санитарно-

защитной зоны или допускать на них не установленную хозяйственную деятельность;

использовать земельные участки природоохранного, рекреационного, оздоровительного и историко-культурного назначения;

пользование недрами на территории населенных пунктов, пригородных зон, объектов промышленности, транспорта и связи, если это пользование создает угрозу жизни, состоянию здоровья людей или может нанести ущерб окружающей среде;

применение при рекультивации или иных видах работ биологических видов растений, не свойственных природе региона, а также полученных искусственным путем, без мер предотвращения их неконтролируемого размножения;

превышение согласованных и установленных нормативов предельно допустимых уровней воздействия на состояние здоровья населения и окружающую природную среду.

11.1.5. Каждое газотранспортное Предприятие должно иметь природоохранную службу, обеспечивающую рациональное природопользование и минимизацию вреда окружающей среде под влиянием производственно-хозяйственной деятельности Предприятия.

В соответствии с Положением о системе управления природопользованием в ОАО Газпром" структура природоохранной службы Предприятия включает:

ответственного руководителя работ в лице руководителя Предприятия или его первого заместителя;

специалистов по промышленной экологии, владеющих знаниями и практическим опытом решения задач экологической безопасности, способных провести внутренний экологический аудит и дать рекомендации по экологическому оздоровлению Предприятия, сформировать необходимые программы и планы действий. Персонал должен знать о последствиях нарушений и отступлений от требований инструкций, правил, руководств, технологических регламентов.

Природоохранная служба должна иметь:

нормативно-методическое обеспечение, а именно:

руководство по управлению природопользованием (охраной окружающей среды) на Предприятии;

законодательные и нормативные акты, регламентирующие природопользовательскую деятельность;

стандарты и другие нормативные документы природоохранного характера, включая нормативы предельно допустимых концентраций, предельно допустимых выбросов (сбросов) вредных веществ и т.п.;

стандарты и методики, обеспечивающие единство средств измерений;

методическую документацию по отдельным экологическим аспектам деятельности;

информационное обеспечение, включающее:

базы данных с нормативно-правовой информацией;

базы данных с информацией о технологических процессах, оборудовании, используемом сырье, материалах, поставщиках, потребителях;

базы данных с информацией, полученной в процессе мониторинга производственных процессов, окружающей природной среды;

статистические данные об аварийных выбросах, катастрофах, о соответствующих количественных оценках ущерба, превышениях допустимых выбросов, сливов и т.п.;

техническое обеспечение, включающее:

контрольно-измерительное оборудование, калиброванное для целей мониторинга;

ЭВМ и периферийное оборудование;

средства связи, передачи данных, телекоммуникационное оборудование;

программно-технические комплексы моделирования и др.

11.1.6. Природоохранная служба организует производственный экологический контроль - комплексный мониторинг эксплуатации и состояния сооружений, условий и состояния окружающей среды, который включает:

технологический контроль за безопасностью эксплуатации объектов (регистрация режима эксплуатации объектов);

контроль состояния технологического оборудования и технологических процессов;

контроль загрязнений, состоящий из наблюдений за технологическими выбросами, сбросами, отходами и наблюдений за вредными физическими воздействиями.

Наблюдения осуществляются силами экологической лаборатории, оснащенной необходимой техникой и аппаратурой, в тесном взаимодействии с эксплуатационными службами МГ. При отсутствии специализированной лаборатории природоохранная служба может привлекать компетентные подрядные организации, имеющие право организации и ведения экологического

контроля.

11.1.7. Нарушение установленных нормативов выбросов (сбросов) вредных веществ, способов складирования отходов и других условий и требований природопользования, а также возникновение угрозы здоровью населения под воздействием хозяйственной деятельности Предприятия влечет за собой ограничение деятельности, приостановление (вплоть до полного закрытия) Предприятия, цехов или отдельных установок и агрегатов по предписанию специально уполномоченных представителей государственных органов надзора за состоянием окружающей природной среды или санитарно-эпидемиологического надзора.

11.2. Охрана атмосферного воздуха

11.2.1. При эксплуатации газотранспортного Предприятия происходит загрязнение атмосферного воздуха выбросами различных источников:

отходящими продуктами сгорания газоперекачивающих агрегатов (ГПА), котельных, огневых, нагревательных установок;

природным газом при продувках и стравливании газа из аппаратов, коммуникаций и технологического оборудования.

Перечень загрязняющих веществ, подлежащих контролю на газотранспортном Предприятии, приведен в Приложении 23.

11.2.2. Природоохранная служба Предприятия с привлечением научно-исследовательских организаций разрабатывает проекты предельно допустимых выбросов (ПДВ) или временно согласованных выбросов (ВСВ) вредных веществ, т.е. таких значений, при которых их концентрация в приземном слое атмосферы на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) не превышает максимально разовых ПДК этих веществ для населенного пункта. Проекты ПДВ (ВСВ) утверждаются территориальными органами Госкомэкологии России.

11.2.3. Для КС и ПХГ, не вошедших в санитарную классификацию, размеры СЗЗ определяются расчетным путем согласно требованиям РД 51-131-87, с использованием действующих методик расчета рассеивания выбросов в атмосфере и соответствующих им компьютерных программ (УПРЗА "ЭКОЛОГ", "ЭКОЛОГ-ГАЗ" и пр.), разработанных или согласованных Роскомгидрометом или Госкомэкологии России, и устанавливаются в каждом конкретном случае решением Главного государственного санитарного врача Российской Федерации или его заместителя.

Минимальные расстояния от КС и наземных магистральных газопроводов, установленные СанПиН 2.2.1/2.1.1.567-96, и минимальные расстояния от ПХГ, установленные СН 433-79, приведены в Приложении 22.

11.2.4. На КС контроль за выбросами основных компонентов отходящих продуктов сгорания, оксидов азота и оксида углерода проводится непосредственно в источниках выбросов и в специально выбранных контрольных точках (постах) на границе СЗЗ или в жилой зоне района жилой зоны, в которой расположена КС, т.е. по фактическому загрязнению атмосферы.

Система контроля выбросов в источнике (на выхлопе ГТУ) организуется таким образом, чтобы экологические характеристики (показатели токсичности отходящих газов) соответствовали требованиям технических условий при поставке новых ГПА, а также двигателей авиационного и судового типов, ремонтируемых в заводских условиях.

Экологические характеристики контролируются в процессе испытаний приемки-сдачи агрегата в соответствии с Типовой методикой проверки экологических характеристик опытных образцов ГТУ.

Контроль экологических характеристик ГТУ в процессе эксплуатации осуществляется периодически, раз в полгода-год, в соответствии с РД 51-164-92.

Фактические валовые выбросы оксидов азота и углерода с продуктами сгорания ГТУ определяются ежеквартально на базе статистической обработки фактических данных о времени и режимах работы в соответствии с РД 51-165-92 и РД 51-166-92.

Контроль вредных выбросов с отходящими газами котлоагрегатов проводится в соответствии с РД 51-167-92.

Контроль загрязнения атмосферы осуществляется в соответствии с общегосударственным нормативным документом ОНД-90.

Для районов расположения КС необходим постоянный контроль атмосферного воздуха в пределах жилой зоны на содержание оксидов азота и эпизодический (не менее одного раза в год) - на содержание оксида углерода и метана.

11.2.5. На ПХГ контроль за выбросами вредных веществ проводится в соответствии с

"Правилами создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в пористых пластах" и включает наблюдения за:

загазованностью помещений;
надземным оборудованием - контроль за выбросами газа при продувках скважин и оборудования, за концентрацией и объемом выбросов вредных веществ компрессорными станциями;

подземной частью - контроль за внутрислоевыми и межслоевыми перетоками газа.

11.2.6. Воздухоохранные мероприятия должны проводиться в объеме, позволяющем максимально снизить выброс каждого загрязняющего вещества.

11.2.7. Общие технологические мероприятия по ограничению выбросов вредных веществ предусматривают:

модернизацию производственного оборудования в целях повышения экологической безопасности с выводом из эксплуатации устаревших, экологически опасных видов оборудования и производств;

повышение общей надежности оборудования, что позволяет сократить количество операций пусков-остановок;

применение газогорелочных устройств, обеспечивающих достижение оптимальных показателей процесса горения топлива, в части снижения содержания оксидов азота, оксида углерода и углеводородов в отходящих газах;

проведение оптимизационных расчетов, обеспечивающих распределение нагрузки между агрегатами и компрессорными цехами с минимумом энергозатрат и загрязнения атмосферного воздуха продуктами сгорания топлива и т.п.;

применение воздушных и электрических систем запуска ГПА;

нормирование выбросов вредных веществ с продуктами сгорания энерготехнологического оборудования;

применение установок по нейтрализации выбросов загрязняющих веществ;

объединение выбросов цеховых ГПА в одну трубу;

применение перекачки природного газа из участков трубопроводов в действующие трубопроводы с целью сокращения выбросов природного газа в атмосферу;

применение безрасходных систем продувки технологических аппаратов;

ограничение продувок оборудования с выпуском газа в атмосферу;

ограничение проведения исследований скважин с выпуском газа в атмосферу;

обеспечение технологических режимов эксплуатации скважин, позволяющих устойчиво выносить пластовую жидкость с забоя скважин (для уменьшения продувок скважин в атмосферу).

11.2.8. Специальные мероприятия, направленные на улучшение условий рассеивания выбросов, заключаются в изменении геометрических характеристик дымовой (выхлопной) трубы, главным образом в увеличении ее высоты.

11.2.9. Планировочные мероприятия, влияющие на уменьшение воздействия вредных выбросов Предприятия на жилую зону, предусматривают выбор площадок для строительства новых производственных цехов и размещение на них сооружений и установок таким образом, чтобы:

попадание выхлопных (дымовых) шлейфов на селитебную зону имело минимальную повторяемость;

ПДК вредных веществ в воздухе рабочих зон и населенных мест удовлетворялись с учетом взаиморасположения новых цехов с действующими, а также с населенными пунктами и господствующими направлениями ветра.

11.2.10. Мероприятия по регулированию газовых выбросов в периоды неблагоприятных метеорологических условий (НМУ) предусматривают комплекс технических решений, направленных на кратковременное сокращение выбросов вредных веществ в атмосферу с целью предотвращения экстремально высокого уровня загрязнения. Экологическая служба Предприятия разрабатывает перечень комплекса мероприятий по регулированию выбросов, эффективность каждого из которых оценивается заранее. Объем сокращения выбросов при НМУ для Предприятия в каждом конкретном районе устанавливаются и корректируются местные органы охраны природы в зависимости от специфики выбросов, особенностей рельефа, застройки жилых зон в соответствии с РД 52.04.52-85.

Мероприятия должны быть практически выполнимыми. Необходимое снижение концентраций загрязняющих веществ достигается осуществлением выбранного комплекса мероприятий для одного из трех условных режимов НМУ: по первому режиму должно быть

обеспечено снижение выбросов на 15-20 %, по второму режиму - на 20-40 % и по третьему режиму - на 40-60 %.

Осуществление разработанных мероприятий, по возможности, не должно сопровождаться сокращением производства. Такое сокращение допускается только в крайних случаях, когда угроза интенсивного скопления загрязнителей в приземном слое атмосферы особенно велика.

11.2.11. К работам по регулированию выбросов при первом режиме НМУ относятся такие организационно-технические мероприятия, как:

- запрещение пусков и остановок оборудования;
- запрещение проведения работ, связанных с залповыми выбросами вредных веществ (вскрытие и продувки технологических аппаратов и емкостей, продувки скважин в атмосферу), за исключением тех случаев, когда их немедленное выполнение необходимо для предотвращения аварии;
- исключение работы оборудования в форсированном режиме;
- прекращение испытания оборудования при изменении технологического режима, приводящего к увеличению выбросов вредных веществ в атмосферу;
- рассредоточение во времени работы технологических агрегатов, не участвующих в едином непрерывном технологическом процессе, при работе которых выбросы вредных веществ в атмосферу достигают максимальных значений;
- сокращение количества работающего автотранспорта.

В течение всего периода НМУ необходимо осуществлять усиленный контроль за выбросами, а именно:

- визуальный и приборный контроль за герметичностью оборудования и работой факельных систем путем объезда установок выездной бригадой;
- контроль за строгим соблюдением технологических регламентов, для чего удвоить частоту проверки соответствия основных параметров процессов нормам технологического режима;
- инструментальный контроль выбросов вредных веществ в атмосферу непосредственно в источниках и на границах санитарно-защитной зоны.

11.2.12. При втором режиме НМУ допускается некоторое снижение производительности Предприятия. К работам по регулированию выбросов при этом относятся все мероприятия, разработанные для первого режима НМУ, а также дополнительные мероприятия, влияющие на технологические процессы, такие как:

- снижение производительности отдельных аппаратов и технологических линий, работа которых связана со значительным выделением в атмосферу вредных веществ;
- снижение давления нагнетания или его полное прекращение;
- остановка оборудования в случае, если сроки начала планово-предупредительных работ по ремонту технологического оборудования и наступления НМУ достаточно близки;
- запрещение работ на установках, связанных с утечкой загрязняющих веществ;
- запрещение сжигания отходов производства без использования специальных установок по обезвреживанию и их утилизации.

11.2.13. В условиях работы Предприятия при третьем режиме НМУ, представляющем наибольшую опасность, мероприятия по регулированию газовых выбросов должны обеспечить значительное снижение концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы, при этом допускается временное сокращение производительности Предприятия, а при особо опасных метеорологических условиях - полная остановка некоторых производств.

К работам по регулированию выбросов при этом относятся все мероприятия, разработанные для первого и второго режимов НМУ, а также дополнительные мероприятия:

- проведение поэтапного снижения нагрузки параллельно работающих однотипных технологических агрегатов и установок (вплоть до отключения одного, двух, трех и т.д. агрегатов, например, частичное отключение газоперекачивающих агрегатов по два ГПА на каждой КС);
- прекращение продувки трубопроводов и технологического оборудования со сжиганием газа в атмосфере;
- прекращение любых видов работ, связанных с газовыми выбросами в атмосферу.

При разработке мероприятий по регулированию выбросов следует предусмотреть возможность дискретного проведения работ, связанных с залповыми выбросами, а именно, возможность прекращения этих работ при смене одного режима НМУ на другой, более опасный.

11.3. Охрана поверхностных и подземных вод

11.3.1. Газотранспортные предприятия осуществляют сбросы сточных вод непосредственно в водные объекты или на местность.

К загрязнителям водной среды относятся вещества, попадание которых в сточные воды, обусловлено технологией основного и вспомогательного производств, а также вещества, присутствующие в хозяйственных сточных водах. Это нефтепродукты, метанол, ДЭГ, фенолы, ингибиторы коррозии, СПАВ, а также производные или составляющие этих веществ и продукты их трансформации.

Наибольшее загрязнение имеют сточные воды при совместном канализовании стоков КС со стоками жилпоселков.

11.3.2. Природоохранная служба Предприятия с привлечением научно-исследовательских организаций разрабатывает проекты предельно допустимых сбросов (ПДС) веществ, поступающих в водные объекты со сточными водами. ПДС устанавливаются с учетом предельно допустимых концентраций вредных веществ в воде в местах водопользования и ассимилирующей способности водного объекта.

Проекты ПДС утверждаются территориальными органами Госкомэкологии России.

11.3.3. Канализационные очистные сооружения входят в санитарную классификацию, установленную СанПиН 2.2.1/2.1.1-96 СЗЗ сооружений по очистке сточных вод.

11.3.4. В соответствии с "Правилами охраны поверхностных вод (типовые положения)" водопользователи должны осуществлять контроль:

состава сточных вод в отдельных звеньях технологической схемы очистки сточных вод и их соответствие технологическим регламентам;

состава и свойств возвратных вод и их соответствие установленным нормам;

состава и свойств воды водотоков и водоемов в местах собственных водозаборов, в фоновых и контрольных створах водного объекта, принимающего возвратные или сточные воды водопользователя, и соблюдения норм качества воды в контрольных створах.

11.3.5. Контроль загрязнений пресноводного комплекса в результате сброса вредных веществ начинается с предварительного гидрогеологического исследования водопунктов и рекогносцировочного осмотра площадей в контуре газоконденсатонности.

На основе анализа материалов предварительного обследования и контроля за прошлые годы, проводимого Предприятием, создается и уточняется сеть контрольных пунктов наблюдения за загрязнением пресных вод. Сеть контрольных пунктов должна быть динамичной и корректироваться по мере необходимости с учетом данных анализов и жалоб местных жителей.

11.3.6. В системах технологического контроля работы очистных сооружений необходимо предусматривать средства и приборы постоянного и периодического контроля качества сточных вод и работы очистных сооружений.

Контрольные пункты параметров сточных вод (КП ПСВ) комплектуются устройствами контроля и обработки информации, обеспечивающими проведение измерений в автоматическом режиме следующих параметров: биологическое потребление кислорода, токсичность, цветность, мутность, аммоний солевой, нитраты, нитриты, рН, хлориды, растворенный кислород, железо, остаточный хлор, сульфаты, аммиак и нефтепродукты.

11.3.7. Для своевременного обнаружения утечек минерализованных вод из водоводов, скважин, установок предварительного сброса воды и других объектов осуществляется контроль за их состоянием по изменениям расхода воды с помощью приборов по каждому объекту с фиксацией данных в специальном журнале.

Количество вредных веществ, сбрасываемых из очистных сооружений, определяется по среднегодовым данным анализов и количеству сточных вод, сбрасываемых в водоемы. Количество сточных вод следует принимать по фактической мощности очистных сооружений.

11.3.8. Перечень контролируемых компонентов в составе сточных вод, а также регламент на качество вод, сбрасываемых из очистного сооружения, устанавливаются для каждого объекта контролирующими органами санитарного надзора. Ими же осуществляется контроль за качеством сбрасываемых вод на основе анализов, проводимых самим Предприятием, и анализов контрольных проб, отбираемых при инспекторских проверках.

11.3.9. Ведомственный контроль за планированием и проведением мероприятий по охране окружающей среды при очистке полости и испытаниях трубопроводов проводят отделы, службы или должностные лица вышестоящих организаций, ответственных за охрану природы и рациональное природопользование.

11.3.10. Сброс сточных вод на станциях подземного хранения газа осуществляется в поглощающие горизонты через специальные скважины для закачки промстоков. Наблюдения проводятся за режимом закачки промстоков и изолированностью поглощающего горизонта от

других. Сброс вредных веществ в окружающую среду вне поглощающих горизонтов запрещен.

Объемы и режимы наблюдений определяются Регламентом контроля и наблюдений за созданием и эксплуатацией подземных хранилищ газа в пористых пластах.

Конструкция и количество контрольных и пьезометрических скважин, местоположение и количество профилей для геохимической съемки, объемы и режимы наблюдений определяются проектом подземного хранилища.

11.3.11. Нормы потребления и отведения воды, используемой для охлаждения ГПА, приготовления раствора антифриза, на промывку оборудования, а также объемы потребления воды для подпитки тепловых сетей, котельных, собственных нужд водоподготовительных установок и для хозяйственно-питьевых нужд должны соответствовать рассчитанным по Отраслевой методике по разработке норм и нормативов водопотребления и водоотведения в газовой промышленности.

Расчет текущих индивидуальных балансовых норм осуществляется непосредственно на Предприятии по направлениям использования воды (технологические, вспомогательные и хозяйственно-питьевые нужды) и утверждается его руководством.

11.3.12. Чистота поверхностных и подземных вод обеспечивается водоохранными мероприятиями. При их разработке необходимо учитывать все аспекты проблемы охраны качества вод и, в первую очередь, вопросы нормирования качества вод, сброса нормируемых веществ, регламентации различных видов хозяйственной деятельности, в том числе сбросов подогретых вод.

11.3.13. Водоохранные мероприятия включают:

разработку системы очистки сточных вод и строительство очистных сооружений (очистке подвергаются хозяйственные, производственные и промливневые сточные воды);

выпуск сточных вод в водные объекты (выбор места выпуска регламентируется Правилами охраны поверхностных вод);

обвалование и другие виды изоляции загрязняемых производственных территорий (буровые площадки, места заправки горюче-смазочными материалами и др.), особенно расположенных вблизи водных объектов. На обвалованных территориях сооружаются отводные каналы для сброса ливневых вод с целью их очистки. Во избежание протечек при избытке воды обваловываются шламоотвалы, биологические пруды и поля орошения. При угрозе попадания загрязняющих веществ в водные объекты через грунтовые воды (при отсутствии водоупорного слоя) для шламоотвалов и биологических прудов строятся бетонированные емкости.

11.3.14. Уменьшение сбросов загрязняющих веществ со сточными водами осуществляется рациональным природопользованием и улучшением качественных показателей сбрасываемых вод путем повышения степени их очистки. К таким мероприятиям относятся:

снижение водоемкости производств: внедрение безводных и маловодных технологий, использование очищенных хозяйственных сточных вод для подпитки систем водоснабжения предприятий и цехов, повторное использование производственных сточных вод (оборотное водоснабжение), внедрение замкнутого водоснабжения;

внедрение малоотходных, ресурсосберегающих и безотходных технологий, сводящих к минимуму сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

обустройство производственных площадок ливневой канализации с очисткой ливнево-талых вод;

устройство систем локальных очисток сточных вод;

установка резервных воздуходувок на установках биологической очистки сточных вод (при этом обеспечивается надежность работы установок очистки сточных вод);

оснащение компрессорных станций современными установками по очистке сточных вод с использованием усовершенствованной биотехнологии;

недопущение изливов из сборных емкостей и протечек токсичных компонентов;

разработка надежных схем по закачке промстоков в поглощающие скважины;

внедрение установок обезжелезивания подземных вод с использованием внутри-пластовой обработки вод (обеспечивают сокращение сбросов железа при использовании в качестве источника водоснабжения подземных вод с повышенным содержанием железа).

11.3.15. Экологические наблюдения на участках действующих подводных переходов осуществляются согласно РД 51-2-95.

11.3.16. Защита территорий и сооружений Предприятия от затопления и подтопления включает комплекс инженерных мероприятий, разработанных с соблюдением требований СНиП 2.06.15-85, таких как:

прогнозные оценки возможности подтоплений при эксплуатации объекта;

разработка и осуществление оптимальной системы наблюдений за режимом подземных и поверхностных вод (мониторинг подземных вод);

контроль за состоянием систем водоснабжения и водоотведения, а также за состоянием других инженерных сооружений, оказывающих влияние на положение уровня подземных вод; своевременный их ремонт с целью недопущения утечек;

контроль за техническим состоянием скважин (нагнетательных, наблюдательных и др.) и недопущение затрубных перетоков напорных вод в верхние горизонты, своевременную ликвидацию (тампонаж) самоизливающихся скважин;

разработка и реализация защитных мероприятий для предупреждения подтоплений (сооружение защитных дамб вдоль береговой полосы водоемов и водотоков; противо-фильтрационных экранов в водохранилищах, накопителях и резервуарах попутных и сточных вод; создание гидравлических завес и дренажей на участках активных водопритоков к промышленным площадкам и хозяйственным объектам; обвалование территорий; подсыпка низких участков с неглубоким залеганием уровня грунтовых вод и пр.);

разработка программы мероприятий на случай аварийных ситуаций;

контроль за сохранением естественных геокриологических условий.

11.4. Охрана почв, недр

11.4.1. При эксплуатации магистральных газопроводов газотранспортным Предприятием происходят следующие воздействия на почву:

загрязнение почв нефтепродуктами, минерализованными пластовыми водами на ПХГ при капитальном ремонте скважин, их продувке, при аварийных разливах промстоков во время закачки в поглощающие скважины; на территории склада ГСМ; вокруг продувочных свечей пылеуловителей; вблизи фильтров - сепараторов;

загрязнение почв метанолом на ПХГ при попадании в почву конденсатно-пластовой смеси при продувке скважин, при аварийных разливах метанола во время введения его в устье скважины; на территории склада метанола;

перемешивание плодородных горизонтов почвы с подстилающими породами и буровым шламом при прокладке газопроводов и коммуникаций, при засыпке траншей и котлованов, при бурении скважин с последующим захоронением отходов под плодородный слой почвы.

Критерием степени загрязнения почв является превышение содержания в них ПДК вредных веществ.

11.4.2. Природоохранная служба Предприятия проводит постоянный контроль экологического состояния почв на землях, отведенных во временное и постоянное пользование.

Основные задачи контроля:

выявление загрязненных почв и определение степени их загрязнения химическими веществами;

выявление деградированных почв с потерей плодородия (при передаче в сельскохозяйственное использование земель, временно изъятых для проведения строительных и буровых работ) и определение показателей деградации почвенных свойств и показателей состояния почвенной биоты и растений;

разработка рекомендаций по рекультивации нарушенных земель.

11.4.3. Почвенно-экологический контроль проводится в соответствии с Инструкцией по контролю экологического состояния почв на подземных хранилищах газа (ПХГ).

Контроль загрязнения почв химическими веществами осуществляется путем сопоставления уровня содержания этих веществ с ПДК, а контроль деградации собственно почвенных свойств осуществляется сравнением с показателями в фоновых (неизменных) почвах.

11.4.4. Режим наблюдений определяется инженером-экологом Предприятия в соответствии с частотой проведения технологических операций, воздействующих на почву.

11.4.5. Мероприятия по охране почв включают:

сокращение площади земель, отводимых под трубопроводы, - ширина полосы для одного подземного трубопровода не более 20-45 м, для 2-3 трубопроводов - 60-130 м (СН 452-73). Нормы отвода земель для магистральных трубопроводов);

строительство противоэрозионных сооружений вдоль трасс газопроводов, озеленение рекультивируемых земель, проведение мероприятий по улучшению почвенных условий фито-, агро- и культуротехнической мелиорацией;

при проведении связанных с нарушением земель работ снятие и транспортировку плодородного слоя почвы в места временного складирования в соответствии с требованиями

ГОСТ 17.5.3.06-85, ГОСТ 17.5.3.05-84, ГОСТ 17.4.2.02-83 и пр.;

планировку и очистку поверхности почвы, загрязненной углеводородной жидкостью, путем применения эффективных химических средств их деградации в соответствии с РД 39-0147103-365-86, РД 39-0147098-015-90 и пр.;

контроль за физико-химическими и биологическими свойствами почв в соответствии с требованиями ГОСТ 17.4.1.03-84, ГОСТ 17.4.4.02-84, ГОСТ 17.4.1.02-83, ГОСТ 17.4.3.01-83, РД 39-0147103-365-86, Инструкцией по контролю экологического состояния почв на подземных хранилищах газа (ПХГ) и пр.;

рекультивацию нарушенных земель (техническую и биологическую) в соответствии с требованиями ВСН 179-85, ГОСТ 17.5.1.03-86, РД 39-0147103-365-86 и пр. Рекультивация земель временного отвода должна производиться до истечения срока их возвращения владельцу, постоянного отвода - по окончании функционирования Предприятия:

создание инженерной системы организации сбора и хранения производственных сточных вод, загрязненных углеводородами, а также гидроизоляция технологических площадок для исключения попадания отходов бурения на территорию буровой площадки в соответствии со СНиП II-106-79 и Инструкцией по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше.

11.4.6. Возникновение и активизация физико-геологических процессов в недрах обусловлены нарушениями ландшафтов, уровня режима подземных вод, прочностных свойств грунтов и несущей способности грунтовых массивов, в районах Севера - нарушениями геокриологических условий.

Мероприятия против развития физико-геологических процессов включают защиту территорий от проседаний земной поверхности, а также от активизированных просадками других опасных физико-геологических процессов. В районах развития многолетнемерзлых пород должны осуществляться мероприятия по защите территорий от процессов, связанных с нарушением геокриологических условий и деградацией мерзлоты.

11.4.7. Охрана недр включает мероприятия против загрязнения, агрессивности и коррозионной активности геологической среды, а также мероприятия, направленные на устранение последствий загрязнения компонентов геологической среды:

профилактические, направленные на сохранение естественного качества подземных вод и грунтов;

локализационные, препятствующие развитию сформировавшегося очага загрязнения и повышенной коррозионной активности;

восстановительные, проводимые для ликвидации загрязнения и восстановления природного качества компонентов геологической среды.

11.4.8. В случае аварии с утечкой химреагентов, вод высокой минерализации или содержащих токсичные компоненты, приведшей к загрязнению почв, грунтов и подземных вод, необходимо принять меры к локализации и последующей ликвидации очага загрязнения и поставить в известность о случившемся и принимаемых мерах государственные органы по охране природы.

11.4.9. Сброс в поверхностные водоемы откачиваемых соленых вод и промышленных рассолов, а также вод, содержащих токсичные вещества в концентрациях, превышающих предельно допустимые, запрещен. Такой сброс может быть произведен в исключительных случаях по согласованию с органами Госсаннадзора и государственными органами по охране природы, при условии достаточного разбавления сбросных вод в водном источнике в контрольном створе.

Откачиваемые воды, не пригодные для сброса в водные объекты, должны складироваться в специально оборудованных хранилищах и накопителях. Для этих целей используются местные понижения в рельефе: бессточные впадины, перегороженные плотинами долины ручьев и оврагов, - с соответствующей изоляцией их дна и бортов.

11.4.10. Конструкция скважин на ПХГ (нагнетательных, наблюдательных, водозаборных) должна обеспечивать надежную изоляцию водоносных горизонтов, содержащих подземные воды различного состава и, прежде всего, изоляцию глубоких горизонтов, содержащих напорные соленые воды, от горизонтов пресных подземных вод и верховодки в течение всего периода существования скважины.

Все скважины, бурение которых прекращено по геологическим или техническим причинам и которые выполнили свое назначение, подлежат обязательной ликвидации.

Для предотвращения теплового загрязнения подземных вод и вызываемого этим ухудшения их состава следует предусматривать конструкции скважин, исключая циркуляцию воды по

затрубному пространству и ее инфильтрацию с поверхности земли в грунтовый водоносный горизонт.

11.5. Охрана окружающей природной среды от отходов производства и потребления

11.5.1. В процессе эксплуатации магистральных газопроводов газотранспортными предприятиями образуются промышленные и бытовые отходы.

К отходам производства (промышленным) относятся:

остатки сырья, материалов, полуфабрикатов, образовавшиеся в производственном процессе и утратившие полностью или частично исходные потребительские свойства;

отработанные моторные масла, загрязненные водой, механическими примесями и органическими компонентами;

буровой шлам, образующийся в процессе бурения водозаборных, нагнетательных и других скважин;

пластовая и рефлюксная вода, газо- и водоконденсат;

шламы от очистки резервуаров хранения моторных масел и бензиновых фракций;

избыточный активный ил, отводимый с биологических очистных сооружений (суспензия, содержащая аморфные хлопья с аэробными бактериями и простейшими микроорганизмами);

осадок сточных вод с канализационных очистных сооружений;

строительные отходы и металлолом.

К отходам потребления (бытовым, коммунальным) относятся:

твердые отбросы и другие вещества, не утилизируемые в быту, образующиеся в результате амортизации предметов и самой жизни эксплуатационного персонала вахтовых поселков, а также жителей малонаселенных мест;

изделия и машины, утратившие потребительские свойства в результате физического или морального износа.

11.5.2. По степени опасности для здоровья человека и окружающей среды промышленные отходы Предприятия относятся к I, II, III и IV классам опасности, бытовые - к IV и 0 классам опасности.

На Предприятии проводится учет наличия, образования, использования и размещения всех отходов собственного производства и отходов, завозимых со стороны, если таковые имеются.

11.5.3. Природоохранная служба Предприятия должна принимать непосредственное участие в проведении мероприятий, направленных на снижение образования отходов, внедрение мало- и безотходных технологий, как-то: использование жидких отходов из пылеуловителей в качестве моторного топлива, сбор и хранение отходов с целью их повторного использования или реализации и пр.

11.5.4. Промышленные и бытовые отходы Предприятия подлежат удалению, т.е.:

утилизации, обезвреживанию, складированию или захоронению.

Обращение с отходами и их удаление производится в соответствии с требованиями нормативных документов, современными методами и технологиями утилизации и обезвреживания производственных и бытовых отходов, исключающими их накопление на промплощадках, а также загрязнение атмосферного воздуха, подземных вод и недр.

11.5.5. В зависимости от вида отходов и их объемов природоохранная служба Предприятия определяет оптимальный вариант удаления отходов:

рациональное использование образующихся и накопленных отходов, годных для дальнейшей транспортировки и переработки на других предприятиях;

выбор установки для сжигания отходов с дальнейшей утилизацией продуктов термической обработки;

создание условий хранения отходов в амбарах, шламонакопителях, исключающих возможность попадания загрязняющих веществ в гидро- и литосферу даже в экстремальных условиях;

складирование, обезвреживание и захоронение на соответствующих типу отходов полигонах.

11.5.6. Для обезвреживания и утилизации отходов рекомендуется использовать блочные установки по термической переработке отходов малой производительности. Блочные установки, состоящие из отдельных блоков заводской готовности, предназначены для сжигания твердых бытовых и промышленных отходов, включая осадки сточных вод; их производительность - от 0,1 до 1,5 т/ч по сжигаемым отходам; установки оснащены системой нейтрализации и очистки продуктов сгорания.

11.6. Защита от шума

11.6.1. Высокомощные газоперекачивающие агрегаты, насосы, компрессоры, дизельные установки, двигатели внутреннего сгорания, электродвигатели, сепараторы и другое технологическое оборудование при работе создают шум, значительно превышающий предельно допустимые величины уровня шума, регламентированные ГОСТ 12.1.003-83, ГН 2.2.4/2.1.8.562-96, ГН 2.2.4/2.1.8.566-96 и ГН 2.2.4/2.1.8.583-96.

11.6.2. Высокие уровни шума в сочетании с другими вредными факторами производства, такими как повышенная температура воздуха, вибрация, инфразвук, приводят к повреждению слуха у работников газотранспортных предприятий, к нарушению регулирующей функции нервной и сердечно-сосудистой систем и пр. Расстройства нервной системы и другие нарушения, связанные с воздействием шума, наблюдаются у населения близлежащих населенных пунктов; животные и птицы вынуждены покидать привычные места обитания.

11.6.3. В настоящее время на газотранспортных предприятиях не ведется постоянный производственный контроль за шумом, вибрацией и другими негативными физическими явлениями. Определение размера санитарно-защитной зоны по шуму, акустические обследования и разработка мероприятий по снижению шума проводятся специалистами научно-исследовательских организаций.

11.6.4. Природоохранная служба обязана принимать непосредственное участие в проведении мероприятий, снижающих шумовое воздействие предприятия, таких как:

- внедрение малошумных технологий;
- звукоизоляция оборудования;
- установка глушителей, противозумных экранов и кабин;
- ограничение скорости движения технологических сред по трубопроводам;
- обработка трубопроводов противозумными мастиками;
- организация контроля уровня шума за санитарно-защитной зоной в близлежащих населенных пунктах;
- архитектурно-планировочные мероприятия для вновь строящихся установок и сооружений - ориентация шумных агрегатов боковой стороной в направлении жилого поселка;
- мероприятия по снижению шума на путях его распространения - земляные насыпи высотой 3-12 м с защитным акустическим экраном и с кустарником, высаженным на поверхности насыпи, обращенной к источнику шума; лесозащитные полосы на возвышенных участках рельефа.

11.7. Мероприятия по сохранению растительности и животного мира

11.7.1. Воздействие объектов газотранспортного Предприятия на растительный мир проявляется в деградации леса, травянистой и кустарниковой растительности в результате вырубок, пожаров, химического воздействия; в появлении вторичных растительных сообществ; в загрязнении растительности токсичными элементами и соединениями вследствие загрязнения атмосферного воздуха и поверхностных вод.

11.7.2. Сохранение растительности обеспечивается:

- снятием и сохранением дернины на участках, отчуждаемых под сооружения, насыпи, карьеры, отвалы и т.д., в целях дальнейшего использования при рекультивации;
- мероприятиями по противопожарной охране лесов (выявлением наиболее пожароопасных участков, установлением особого режима деятельности в пределах пожароопасных участков, расчисткой пожароопасных лесов от сухостоя и валежника, устройством противопожарных рвов и полос);

мероприятиями по охране атмосферного воздуха и поверхностных вод.

11.7.3. При эксплуатации Предприятия возможны ухудшение условий существования животных, накопление в их организме токсичных элементов и соединений вследствие загрязнения атмосферного воздуха и поверхностных вод.

11.7.4. Сохранение животного мира обеспечивается:

- мероприятиями по локализации строительных работ, а также работ по обслуживанию объектов в пределах отведенных земель;

максимальным сохранением естественной структурированности ландшафта, сохранением уникальных для зоны воздействия трудновосстановимых компонентов мест обитания (элементов рельефа, носителей уникальных зооценозов, групп деревьев, отдельных деревьев и т.д.) в пределах отведенных под строительство земель;

мероприятиями по охране атмосферного воздуха, поверхностных вод, по рекультивации нарушенных земель;

мероприятиями по защите от шумового воздействия (использование менее шумных агрегатов, более эффективной звукоизоляции и пр.);

освещением площадок и сооружений объектов;

ограничением доступа людей и машин в места обитания животных.

11.7.5. В результате деятельности Предприятия возможно изменение гидрологического режима водоемов, переформирование их берегов и пойм, что может привести к резкому ухудшению условий обитания и воспроизводства животных, в том числе рыб и других гидробионтов. В конечном итоге это ведет к сокращению рыбного промысла, что имеет негативные социальные последствия.

11.7.6. Охрана и воспроизводство водных животных обеспечиваются:

мероприятиями по устранению, смягчению и компенсации воздействия объекта;

организацией санитарно-защитных зон и зон наблюдения;

мероприятиями по минимизации ущерба, наносимого гидрофауне при эксплуатации Предприятия, в периоды строительных работ, в аварийных ситуациях;

компенсационными мероприятиями по ущербу, наносимому рыбному хозяйству;

организацией рыбного хозяйства в районе размещения объекта.

11.7.7. Необходим постоянный контроль за эффективностью мероприятий по охране наземных и водных животных.

11.8. Техническая документация

11.8.1. Документация, регламентирующая экологическую деятельность Предприятия, включает:

экологический паспорт Предприятия;

проект нормативов предельно допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для Предприятия;

проект предельно допустимых сбросов (ПДС) веществ, поступающих в водные объекты со сточными водами;

Том инвентаризации отходов;

разрешения на выбросы, сбросы загрязняющих веществ, на размещение отходов, выданные территориальными органами Госкомэкологии России;

журналы учета стационарных источников и их характеристик (форма № ПОД-1), выполнения мероприятий по охране атмосферного воздуха (форма № ПОД-2), работы газоочистных и пылеулавливающих установок (форма № ПОД-3); журналы по учету вредных выбросов, забираемой воды, сбросной воды и ее качества, образования и размещения отходов, мест хранения отходов, использования земель, заполняемые согласно утвержденным органами Госкомэкологии России формам;

план мероприятий по охране окружающей среды по разделам - воздух, вода, почва и недра, отходы, шум, растительный и животный мир;

формы федеральной государственной статистической отчетности, заполняемые в установленном порядке и подаваемые в органы государственной статистики и охраны природы:

№ 2-тп (воздух) Отчет об охране атмосферного воздуха;

№ 2-тп (водхоз) Отчет об использовании воды;

№ 2-тп (токсичные отходы) Сведения об образовании, поступлении, использовании и размещении токсичных отходов производства и потребления;

№ 2-тп (рекультивация) Отчет о рекультивации земель, снятии и использовании плодородного слоя почвы;

№ 3-ос Отчет о ходе строительства водоохраных объектов и прекращении сброса загрязненных сточных вод;

№ 4-ос Сведения о текущих затратах на охрану природы, экологических и природоресурсных платежах.

Приложение 1

Перечень действующих нормативных документов

1. Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов, утв. МГП, 1988.

2. Правила поставки газа потребителям Российской Федерации, 1994.
3. Правила охраны поверхностных вод (типовые положения). Госкомприрода СССР, 1991.
4. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Госгортехнадзор, 1993.
5. Правила создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в пористых пластах. ВНИИгаз, ВНИПИГаздобыча, 1993.
6. Правила производства работ при капитальном ремонте магистральных газопроводов, 1997.
7. Правила охраны магистральных трубопроводов.
8. Правила безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов, утв. МГП СССР, 1985.
9. Правила безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов, утв. МГП СССР, 1985.
10. Правила технической эксплуатации конденсатопродуктопроводов, утв. РАО "Газпром", 1992.
11. Правила устройства электроустановок. - М., Энергия, 1985.
12. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Госэнергонадзор, Минтопэнерго РФ. - М., Энергоатомиздат, 1992.
13. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок.
14. Правила пользования электрической энергией.
15. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей.
16. Правила эксплуатации и безопасного обслуживания средств автоматизации, телемеханизации и вычислительной техники в газовой промышленности. - М., Недра, 1987.
17. Правила технической и безопасной эксплуатации газораспределительных станций. - М., Недра, 1987.
18. Правила подачи газа газопроводам и потребителям.
19. Правила приемки в эксплуатацию объектов нефтяных и газовых месторождений.
20. Правила безопасности в газовом хозяйстве.
21. Правила пожарной безопасности в газовой промышленности.
22. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.
23. Правила устройства и безопасность эксплуатации водогрейных и паровых котлов с давлением не выше 0,07 МПа.
24. Временные правила охраны окружающей среды от отходов производства и потребления в Российской Федерации. Введены Минприроды России в 1994 г.
25. Закон РСФСР "Об охране окружающей природной среды" от 19.12.91 г.
26. Закон РСФСР "О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения" от 18.04.91 г.
27. Закон Российской Федерации "Об экологической экспертизе" от 23.11.95 г.
28. Закон Российской Федерации "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.97 г.
29. Закон РСФСР "Об охране атмосферного воздуха" от 14.07.82 г.
30. Закон РФ "Водный кодекс Российской Федерации" от 16.11.95 г.
31. Закон РСФСР "Земельный кодекс РСФСР" от 25.04.91 г.
32. Закон РСФСР "О недрах" от 21.02.92 г.
33. Закон Российской Федерации "О внесении изменений и дополнений в Закон Российской Федерации "О недрах" от 08.02.95 г.
34. Закон Российской Федерации "О животном мире" от 24.04.95 г.
35. Закон Российской Федерации "Лесной кодекс Российской Федерации" от 29.01.97г.
36. Положение о порядке осуществления государственного контроля за использованием и охраной земель, утв. Постановлением Правительства РФ № 594 от 17.08.92 г.
37. Положение о порядке консервации деградированных сельскохозяйственных угодий и земель, загрязненных токсичными промышленными отходами и радиоактивными веществами, Постановление Правительства РФ № 555 от 05.08.92 г.
38. О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы, утв. Постановлением Правительства РФ № 140 от 23.02.94 г.
39. Порядок разработки и утверждения экологических нормативов выбросов и сбросов загрязняющих веществ в окружающую природную среду, лимитов использования природных ресурсов, размещения отходов, утв. Постановлением Правительства РФ № 545 от 03.08.92 г.
40. Положение о системе управления природопользованием в РАО "Газпром", 1996.
41. Положение по технической эксплуатации газораспределительных станций магистральных газопроводов, 1987.
42. Положение о порядке расследования и учета несчастных случаев на производстве, утв.

Постановлением Правительства РФ № 558, 1995.

43. Положение о техническом надзоре заказчика за качеством строительства (реконструкции) и капитального ремонта объектов газовой промышленности, утв. РАО "Газпром", 1994.

44. Положение по организации и проведению комплексного диагностирования линейной части магистральных газопроводов ЕСГ, РАО "Газпром", 1998.

45. Положение о планово-предупредительном ремонте средств измерений и автоматики.

46. Положение о принципах организации охраны объектов единой системы газоснабжения.

47. Инструкция по нормированию выбросов (сбросов) загрязняющих веществ в атмосферу и в водные объекты, утв. Госкомприроды СССР 11.09.89 г.

48. СНиП 2.01.07-85 .Нагрузки и воздействия.

49. СНиП 2.02.01-83. Основания зданий и сооружений.

50. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования.

51. СНиП 2.02.04-88. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах

52. СНиП 3.01.04-87. Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов.

Основные положения.

53. СНиП III-42-80*. Правила производства и приемки работ. Магистральные трубопроводы.

54. СНиП 11-106-79. Склады нефти и нефтепродуктов.

55. СНиП 3.05.05-84. Технологическое оборудование и технологические трубопроводы.

56. СНиП 2.02.04-88. Основание и фундаменты зданий и сооружений на вечномерзлых грунтах. Нормы проектирования.

57. СНиП III-4-86. Техника безопасности в строительстве.

58. СНиП 2.04.03-85. Коммуникации. Наружные сети и сооружения.

59. СНиП 2.06.15-85. Инженерная защита территории от затопления и подтопления.

60. СанПиН 4946-89. Санитарные правила по охране атмосферного воздуха населенных мест. Минздрав СССР.

61. СанПиН 2.2.1/2.1.1.567-96. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов, утв. и введенные в действие Постановлением Госкомсанэпиднадзора России № 41 от . 31.10.96 г.

62. СанПиН 3183-84. Порядок накопления, транспортировки, обезвреживания и захоронения токсичных промышленных отходов. Минздрав СССР.

63. СН 452-73. Нормы отвода земель для магистральных газопроводов.

64. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше. ВНИИБТ, 1994.

65. Инструкция по применению прибора точечной приварки катодно-дренажных выводов на газопроводах, утв. РАО "Газпром", 1995.

66. Инструкция по внутритрубной инспекции трубопроводных систем, 1997.

67. Временная инструкция по проведению ремонтных работ на магистральных газопроводах под давлением газа, утв. РАО "Газпром", 1996.

68. Инструкция по освидетельствованию, отбраковке и ремонту труб в процессе эксплуатации и капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов, 1991.

69. О положении, в области производственной связи. - М., Средства связи. Вып.3, 1990.

70. Инструкция по определению условий использования на подземных хранилищах скважин, имеющих межколонные давления. Сев.- Кав. НИИ природных газов, 1989.

71. Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Мингазпрома.

72. Инструкция по контролю экологического состояния почв на подземных хранилищах газа (ПХГ). ВНИИгаз, 1997.

73. Единые правила безопасности при взрывных работах.

74. Инструкция по применению труб в газовой и нефтяной промышленности, 1996.

75. Типовая инструкция по безопасному ведению огневых работ на газовых объектах Мингазпрома, МГП от 03.08.1998 г.

76. Устав внутреннего водного транспорта.

77. Регламент по обслуживанию подводных переходов на действующих магистральных газопроводах.

78. Регламент контроля и наблюдений за созданием и эксплуатацией подземных хранилищ газа в пористых средах. ВНИИгаз, УкрНИИгаз, ВНИПИгаз добыча, 1992.

79. Инструкция о порядке возмещения землепользователям убытков, причиненных изъятием или временным изъятием земельных участков, а также потерь сельскохозяйственного производства, связанных с изъятием земель для несельскохозяйственных нужд, 1975.

80. Инструкция о порядке хранения, использования и пополнения аварийного запаса труб.
81. Инструкция о порядке получения от поставщиков, перевозки, хранения, отпуска и применения метанола на объектах газовой промышленности.
82. Положение о поставке продукции производственно-технического назначения.
83. Инструкция по режиму работы сосуда и его безопасному обслуживанию.
84. Инструкция о порядке составления статистического отчета об использовании воды по форме N 2-тп (водхоз). ЦСУ СССР, 1985.
85. Инструкция по заполнению формы № 2-тп (рекультивация) "Отчет о рекультивации земель, снятии и использовании плодородного слоя почвы", утв. ЦСУ СССР 31.07.86.
86. Инструкция о порядке составления отчета об охране атмосферного воздуха по форме № 2-тп (воздух). № 17-24/9-42. Госкомстат СССР, ЦСУ СССР, 1990 (внесены изменения от 08.07.92 г.).
87. Инструкция о составлении статистической отчетности об образовании и удалении токсичных отходов (форма № 2-тп токсичные отходы), утв. Постановлением Госкомстата России № 180 от 14.09.93 г.
88. Инструкция по заполнению формы № 4-ос федерального государственного статистического наблюдения "Сведения о текущих затратах на охрану природы, экологических и природоресурсных платежах", утв. Постановлением Госкомстата России № 156 от 21.09.95г.
89. Типовая инструкция по организации безопасного ведения газоопасных работ.
90. ВСН 001-88. Сборник планово-экономических нормативов затрат ресурсов и объемов работ на строительство линейной части трубопроводов.
91. ВСН 002-88. Технология и организация объектов в комплектно-блочном исполнении.
92. ВСН 003-88. Строительство и проектирование трубопроводов и пластмассовых труб.
93. ВСН 004-88. Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация.
94. ВСН 005-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Технология и организация.
95. ВСН 006-89. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка.
96. ВСН 007-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Конструкция и балластировка.
97. ВСН 008-88. Противокоррозионная и тепловая защита.
98. ВСН 009-88. Средства и установки химзащиты.
99. ВСН 0010-88. Подводные переходы.
100. ВСН 0011-88. Очистка полости и испытание.
101. ВСН 0012-88. Контроль качества и приемка работ.
102. ВСН 0013-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов в условиях вечной мерзлоты.
103. ВСН 0014-89. Охрана окружающей среды.
104. ВСН 0015-89. Линии связи и электропередачи.
105. ВСН 179-85. Инструкция по рекультивации земель при строительстве трубопроводов. ВНИИСТ, Миннефтегазстрой СССР.
106. РД 08-183-98. Порядок оформления и хранения документации, подтверждающей безопасность величины максимального разрешенного рабочего давления при эксплуатации объекта магистрального трубопровода.
107. РД 08-204-98. Порядок уведомления и представления территориальным органам Госгортехнадзора информации об авариях, аварийных утечках и опасных условиях эксплуатации объектов магистрального трубопроводного транспорта газов и опасных жидкостей.
108. РД 51-98-85. Строительство скважин на подземных хранилищах газа. Технические требования.
109. РД 34.20.501-95. Правила технической эксплуатации электрической станции и сетей Российской Федерации.
110. Руководство по эксплуатации электростанций собственных нужд, ВНИИГаз, 1989.
111. РД 51-0158623-06-95. Применение аварийных источников электроэнергии на КС МГ, УКПГ и других объектах газовой промышленности.
112. РД 51-00158623-08-95. Категорийность электроприемников промышленных объектов газовой промышленности.
113. РД 51-0158623-3-91. Расчет количества агрегатов электростанций, локальных систем электроснабжения в районах Крайнего Севера.
114. РД 102-011-89. Охрана труда. Организационно-методическая документация.
115. РД 51-108-86. Инструкция по технологии сварки и резки труб при производстве

ремонтно-восстановительных работ на магистральных газопроводах.

116. РД 51-2-95. Регламент выполнения экологических требований при размещении, проектировании, строительстве и эксплуатации подводных переходов магистральных газопроводов. Эколого-аналитический центр газовой промышленности.

117. РД 50-213-80. Правила измерения расхода газов стандартными устройствами.

118. РД 51-00158623-09-95. Технология производства работ на газопроводах врезкой под давлением, включая огневые работы.

119. РД 51-00158623-20-94. Требования к шумовым характеристикам газотранспортного оборудования, ВНИИГаз.

120. РД 52.04.52-85. Методические указания. Регулирование выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях.

121. РД 51-131-87. Руководство по установлению нормативов санитарно-защитных зон для объектов транспорта и хранения газа.

122. РД 39-0147103-365-86. Инструкция по рекультивации земель, загрязненных нефтью.

123. РД 39-0147098-015-90. Инструкция по контролю за состоянием почв на объектах предприятий Миннефтегазпрома СССР. ВостНИИТБ, Уфа.

124. РД 39-0147103-365-86. Временные методические рекомендации по контролю загрязнения почв.

125. РД 51-162-92. Каталог удельных выбросов загрязняющих веществ газотурбинных установок газоперекачивающих агрегатов. ВНИИГаз.

126. РД 51-164-92. Временная инструкция по проведению контрольных измерений вредных выбросов газотурбинных установок на компрессорных станциях. ВНИИГаз.

127. РД 51-165-92. Временная инструкция по учету валовых выбросов оксидов азота и углерода на газотурбинных компрессорных станциях по измеренным параметрам работы ГПА. ВНИИГаз.

128. РД 51-166-92. Временная инструкция по учету валовых выбросов оксидов азота и углерода на газотурбинных компрессорных станциях по измеренному количеству топливного газа. ВНИИГаз.

129. РД 51-167-92. Временная инструкция по контролю вредных выбросов с уходящими газами котлоагрегатов малой и средней мощности, работающих на природном газе, ВНИИГаз.

130. РД 51-131-87. Руководство по установлению нормативов санитарно-защитных зон для объектов транспорта и хранения газа. ВНИИГаз.

131. РД 52.04.52-85. Методические указания. Регулирование выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях. ГГО им. А.И. Воейкова, ЗапСибНИИ.

132. РД 51-2-95. Регламент выполнения экологических требований при размещении, проектировании, строительстве и эксплуатации подводных переходов магистральных газопроводов. Эколого-аналитический центр газовой промышленности.

133. Руководство по эксплуатации средств противокоррозионной защиты подземных газопроводов. М., ВНИИГаз, 1986.

134. Руководство по техническому обслуживанию отделом АСУ объединения.

135. ПР 50.2.002-94 ГСИ. Порядок осуществления государственного метрологического надзора за выпуском, составлением и применением средств измерений.

136. ПР 50.2.006-94 ГСИ. Порядок проведения поверки средств измерений.

137. ПР 50.2.015-94 ГСИ. Порядок определения стоимости (цены) метрологических работ.

138. ПР 50.2.017-94 ГСИ. Положение о Российской системе калибровки.

139. ПР 50.2.019-96 ГСИ. Методика выполнения измерений при помощи турбинных счетчиков.

140. Регламент контроля и наблюдений за созданием и эксплуатацией подземного хранилища газа.

141. ОНД 1-84. Инструкция о порядке рассмотрения, согласования и экспертизы воздухоохраных мероприятий и выдачи разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферу по проектным решениям. Госкомгидромет СССР.

142. ОНД-86. Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. Госкомгидромет СССР.

143. Отраслевая методика расчета приземной концентрации загрязняющих веществ, содержащихся в выбросах компрессорных станций магистральных газопроводов (Дополнение 1 к ОНД-86). ВНИИГаз, ГГО им. А.И.Войкова, 1996.

144. Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от

- факельных установок сжигания углеводородных смесей. ВНИИГаз, 1996.
145. ОНД-90. Руководство по контролю источников загрязнения атмосферы. Части 1 и 2. ВНИИ охраны природы, Санкт-Петербург.
146. Основные направления развития и модернизации КСЭ РАО "Газпром", АООТ "Гипрогазцентр", 1994.
147. Схема развития и размещения сооружений связи РАО "Газпром" на перспективу до 2010 года. АООТ "Гипрогазцентр", 1996.
148. Создание комплексной электросвязи РАО "Газпром" на базе современных технических средств. М., Газовая промышленность. Серия: "Автоматизация, телемеханизация и связь в газовой промышленности", 1994.
149. Разработка требований и условий практической реализации различных видов современной связи газопровода Ямал-Европа. АООТ "Гипроспецгаз", 1995.
150. Основные положения по автоматизации, телемеханизации и автоматизированным системам управления технологическими процессами транспортировки газа. РАО "Газпром", 1995.
151. Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы.
152. Технические требования на создание многоуровневой интегрированной системы управления газопроводом Ямал-Европа. Ред.2. РАО "Газпром", М., 1994.
153. Справочник по автоматизации в газовой промышленности, 1990.
154. ГОСТ 9.602 - 89. Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.
155. ГОСТ 25812 - 83. Трубы стальные. Защита металлов от коррозии.
156. ГОСТ по измерению расхода газов и жидкостей стандартными устройствами (взамен РД 50-213-80). Изд-во Госстандарта, 1996.
157. ГОСТ 30319.1 - 96. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Изд-во Госстандарта, 1996.
158. ГОСТ 28168-89. Почвы. Отбор проб.
159. ГОСТ 17.5.306-85. Охрана природы. Земли. Требования к определению норм снятия плодородного слоя почвы при производстве земляных работ.
160. ГОСТ 17.5.3.05-84. Охрана природы. Почвы. Номенклатура показателей пригодности нарушенного плодородного слоя почв для землевания.
161. Технические условия на рекультивацию земель, нарушенных горными работами.
162. ИВН 33-5.1.02-83. Инструкция о порядке согласования и выдачи разрешений на специальное водопользование. М., 1984.
163. ИВН 33-5.3.03-85. Инструкция. Классификация источников загрязнения водных объектов. М., 1985.
164. Укрупненные нормы водопотребления и водоотведения для различных отраслей промышленности. М., 1985.
165. Методика расчета предельно допустимых сбросов (ПДС) в водные объекты со сточными водами. Утв. Госкомприроды СССР, 1990.
166. Отраслевая методика по разработке норм и нормативов водопотребления и водоотведения в газовой промышленности. ДАО "ВНИПИгаздобыча", 1995.
167. Рекомендации по снятию плодородного слоя почвы при производстве горных, строительных и других работ. М., 1983.
168. Методические рекомендации по выявлению деградированных и загрязненных земель. Охрана почв. М., РЭФИА, 1996.
169. Методические рекомендации по оценке производственных шламов. Мингазпром СССР, 1982.
170. Методические рекомендации по заполнению и ведению экологического паспорта для объектов газотранспортных предприятий ГК "Газпром", ПО "Союзэнергогаз", 1991.
171. ГН 2.2.4/2.1.8.566-96. Допустимые уровни вибрации на рабочих местах, в помещениях жилых и общественных зданий.
172. ГН 2.2.4/2.1.8.583-96. Гигиенические нормативы инфразвука на рабочих местах, в жилых и общественных помещениях и на территории жилой застройки.
173. Р51-00158623-19-92. Технологический регламент по расчету акустических характеристик при проектировании мероприятий по защите от шума в ТЭО системы добычи и магистрального транспорта газа с полуострова Ямал. ВНИИГаз.
174. Р51-00158623-22-94. Методика расчета уровней шума от КС на местности ВНИИГаз.
175. Р51-00158623-24-95. Каталог шумовых характеристик газотранспортного оборудования.

ВНИИГаз.

176. Р51-00158623-26-96. Методика измерения шумовых характеристик газоперекачивающих агрегатов (ГПА) с газотурбинным приводом. ВНИИГаз.

177. СН-275. Санитарные нормы проектирования.

178. ОНТП 51-1-85 (раздел 5). Газораспределительные и газоизмерительные станции.

179. Типовой регламент по переиспытанию действующих магистральных газопроводов диаметром 1420 мм, подверженных стресс-коррозии, 1997. 180. Временный руководящий документ по проведению ремонтных работ с применением клея "монолит" на объектах газовой промышленности, 1996.

181. Критерий вывода магистральных газопроводов в капитальный ремонт, 1997.

182. Методические рекомендации по заполнению и ведению экологического паспорта для объектов газотранспортных предприятий ГТК "Газпром", ПО "Союзэнергогаз", 1991.

183. Нормативные требования и рекомендации по построению систем охраны объектов ЕСГ.

184. Перечень объектов РАО "Газпром", подлежащих оборудованию техническими средствами охраны.

185. ПБ-08-183-98. Порядок оформления и хранения документации, подтверждающей безопасность величины максимально разрешенного давления при эксплуатации объекта магистрального трубопровода.

186. РД-08-204-98. Порядок уведомления и представления территориальным органам Госгортехнадзора информации об авариях, аварийных утечках и опасных условиях эксплуатации объектов магистрального трубопроводного транспорта газов и опасных жидкостей.

Приложение 2

Принятые сокращения

ПТЭ МГ - Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов

МГ - магистральные газопроводы

ЕСГ РФ - Единая система газоснабжения Российской Федерации

ОАО - Открытое акционерное общество

КС - компрессорная станция

ЛЧ - линейная часть

ГРС - газораспределительная станция

ГРП - газораспределительный пункт

ПХГ - подземное хранилище газа

УРГ - узлы редуцирования газа

ГИС - газоизмерительные станции

ЭХЗ - электрохимзащита

НТД - нормативно-техническая документация

АОС - автоматизированная обучающая система

ПК - персональный компьютер

ЭВМ - электронно-вычислительная машина

ПТУ - профессионально-техническая учеба

ПТЭ - Правила технической эксплуатации

ПТБ - Правила техники безопасности

ЛПУ - линейно-производственное управление

ЛЧ - линейная часть

СНГ - Содружество независимых государств

ЕСУОТ ГП единая система управления охраной труда в газовой промышленности

ПБЭ МГ - Правила безопасности эксплуатации магистральных газопроводов

УКС - управление капитального строительства

КИП - контрольно-измерительный прибор

КИП и А - контрольно-измерительные приборы и автоматика

ЛЭП - линия электропередачи

ГОСТ - Государственный общероссийский стандарт

ОСТ - Общероссийский стандарт

СЭН - санитарно-эпидемиологический надзор

ПДС - предельно допустимый сброс

ПДВ - предельно допустимый выброс
ЗВ - загрязняющие вещества
ЦПДУ - Центральное производственно-диспетчерское управление
ПДС - производственно-диспетчерская служба
ГАИ - Государственная автоинспекция
ГУВО МВД РФ - Главное управление военизированной охраны Министерства внутренних дел Российской Федерации
УКПГ - установка комплексной подготовки газа
КИК - контрольно-измерительные колонки
ПО ЭМГ - производственный отдел по эксплуатации магистральных газопроводов
ЛЭС - линейно-эксплуатационная служба
РЭП - ремонтно-эксплуатационный пункт
АВП - аварийно-восстановительный поезд
УМГ - управление магистральных газопроводов
АЗТ - аварийный запас труб
ОУ - очистное устройство
ГПА - газоперекачивающий агрегат
ЭП - электроустановки потребителей
АСУ ТП - автоматизированные системы управления технологическим процессом
ДП - диспетчерский пункт
РЗ - релейная защита
ПА - противоаварийная автоматика
РЗА - релейная защита, автоматика
ГСМ - горюче-смазочные материалы
НМУ - неблагоприятные метеорологические условия
АГК - автоматы газового контроля
ЭСН - электростанция собственных нужд
ППР - производство плановых работ
АЩСУ - агрегатный щит станций управления
ППБ - правила противопожарной безопасности
КЦ - компрессорный цех
ГТУ - газотурбинная установка
ГМК - газомотокомпрессор
САУ - система автоматического управления
УКЗ - установка катодной защиты
УДЗ - установка дренажной защиты
УПЗ - установка протекторной защиты
ОЗК - отдел защиты от коррозии
ВКО - высокая коррозионная опасность
ПКО - повышенная коррозионная опасность
УКО - умеренная коррозионная опасность
КДП - контрольно-диагностические пункты
СКИП - специальные контрольно-измерительные пункты
ЭЖД - электрифицированные железные дороги
АСУ ГП - автоматическая система управления газотранспортного предприятия
СОГ - станция охлаждения газа
ВЭУ - ветроэлектрическая установка
ПЭВМ - персональная электронно-вычислительная машина
АСУ - автоматизированная система управления
ЭД - эксплуатационная документация
ПСВ - параметры сточных вод
КП ПСВ - контрольные пункты параметров сточных вод
СЗЗ - санитарно-защитная зона
ГВВ - горизонт высоких вод

Нумерация технологической арматуры на компрессорных станциях

Номер	Наименование крана	Место установки
Трубопроводы технологического газа		
1	Входной	Входной газопровод ГПА
2	Нагнетательный	Выходной газопровод ГПА
3, 35	Обводной	Трубопровод между входным и выходным газопроводами ГПА
4	Наполнительный	Обводной газопровод крана I
5	Выпускной	Выпускной газопровод (свеча) ГПА
6, 6р	Рециркуляционный	Обводная линия группы или агрегата
Трубопроводы пускового газа		
11	Отсечной	Входной газопровод пускового газа ГПА
9	Выпускной (свеча)	Выпускной газопровод (свеча) пускового газа ГПА
13	Регулирующий	Входной газопровод непосредственно перед пусковым устройством
Трубопроводы топливного газа		
12	Отсечной	Входной топливный газопровод ГПА
10	Выпускной (свеча)	Выпускной топливный газопровод (свеча)
14	Дежурный	Входной газопровод дежурной горелки камеры сгорания ГПУ
Трубопроводы узла подключения КС к магистральному газопроводу		
7, 7a	Входной	Входной газопровод КС
8, 8a	Выходной	Выходной газопровод КС
17, 17a	Выпускной (свеча) на входе	Выпускной газопровод на входе в КС
18, 18a	Выпускной (свеча) на выходе	Выпускной газопровод на выходе из КС
19	Входной охранный	Линейная часть МГ до узла подключения
20	Секущий	Обводной газопровод КС
21	Выходной охранный	Линейная часть МГ после узла подключения

Приложение 4

Нумерация технологической арматуры на линейной части

Номер	Наименование крана	Порядок нумерации и место установки
Однониточный газопровод		
1234	Линейный (охранный)	Цифры соответствуют числу километров расположения его на газопроводе
1234,1	Обводной	Первый по ходу газа в трехкрановой обвязке линейного крана
1234,2	Обводной	Второй по ходу газа в трехкрановой обвязке
1234,3	Свечной	Общая свеча в трехкрановой обвязке
1234,4	Обводной	Линейный кран
1234,5	Свечной	Газопровод на линейном кране
1234,6	Свечной	Газопровод после линейного крана
1234,7	Отводной	Отвод от газопровода
Многониточный газопровод		
1234-2	Линейный (охранный)	Кран второй нитки
1234.12.0	На перемычке	Индекс 12 указывает на перемычку между нитками 1 и 2. Индекс 0 указывает на положение перемычки до линейного крана
1234.21.0	На перемычке	При наличии на перемычке двух кранов, индекс 21 обозначает кран на перемычке со стороны второй нитки

(должность, Ф.И.О.) _____

Дата _____

Приложение 6

Формуляр Подтверждения величины разрешенного рабочего давления

Компрессорная (Насосная) станция

Эксплуатирующее предприятие _____ Название
трубопровода _____

Компрессорная (Насосная) станция (№ или название) _____

Дата оформления _____ № формуляра _____ № отмененного формуляра.

Участки трубопроводов станции, указанные в чертеже №..... редакция..... разрешается эксплуатировать при следующих величинах рабочего давления:

Участок трубопровода	Величина разрешенного рабочего давления (МПа)	Необходимость обеспечения предохранительными устройствами для ограничения величины рабочего давления (МПа)

Подтверждено:

Службой эксплуатации (должность, Ф.И.О.) _____ Дата _____

Диспетчерской службой (должность, Ф.И.О.) _____ Дата _____

Должностное лицо, ответственное за
эксплуатацию объекта (должность, Ф.И.О.) _____ Дата _____

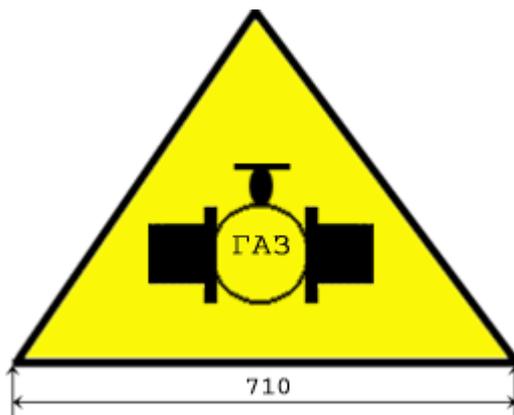
Примечание:

1. Настоящий Формуляр Подтверждения неприменим к трубопроводам, расположенным до охранных кранов или до входной и после выходной задвижки насосной станции.

2. При отсутствии предохранительных устройств на смежных участках трубопроводов, имеющих различные величины РРД, на оба участка распространяется меньшая величина РРД.

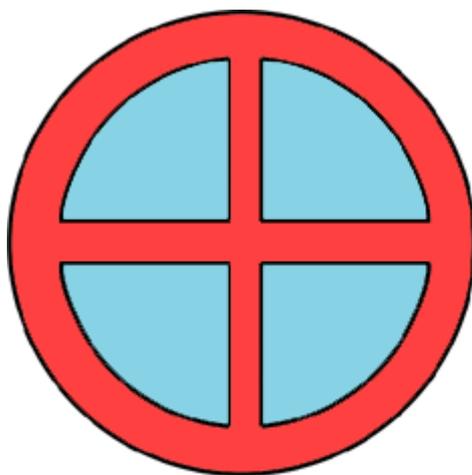
Знак "Осторожно газопровод"

Устанавливается в местах пересечения газопровода с автомобильными, железными дорогами, водными путями, в местах воздушных переходов газопроводов через естественные и искусственные препятствия (по обе стороны).



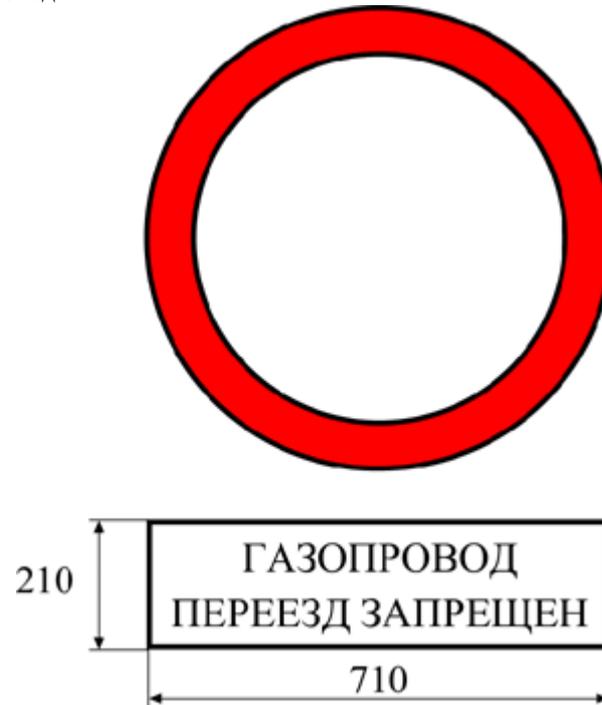
Знак "Остановка запрещена"

Устанавливается в местах пересечения газопроводов с автомобильными дорогами владельцами дорог по требованию организации, эксплуатирующей газопроводы.



Знак "Газопровод. Переезд запрещен"

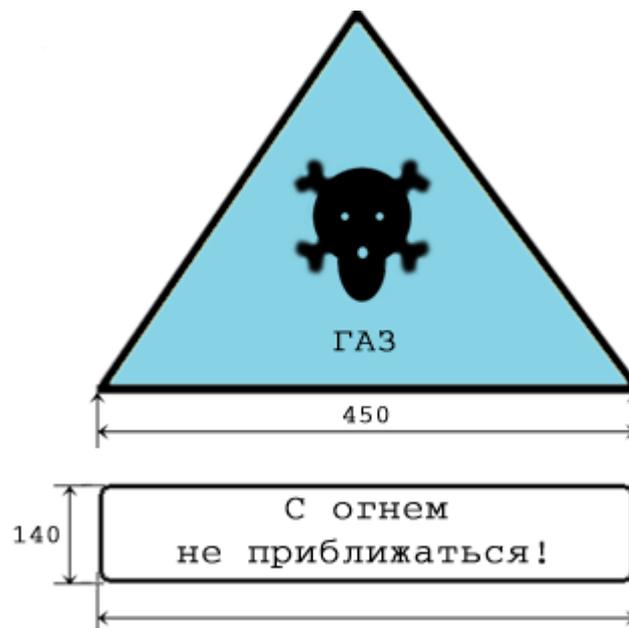
Устанавливается в местах недостаточной глубины заложения газопровода, неорганизованных переездов через газопроводы.



Приложение 11

Знак "Газ. С огнем не приближаться"

Устанавливается на местах утечки газа и в зонах загазованности атмосферы



Приложение 12

Знак "Вход воспрещен"

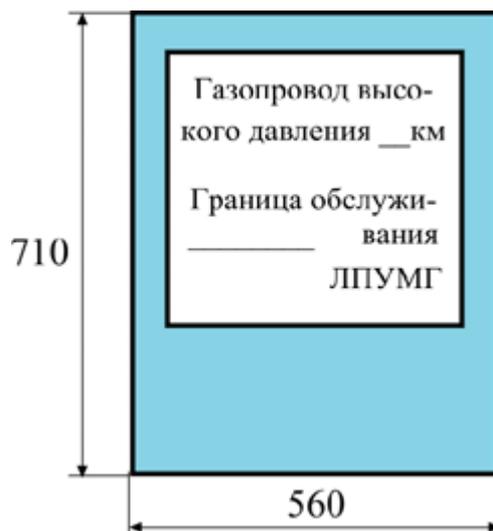
Устанавливается на ограждениях крановых узлов, узлов приема - пуск очистных устройств, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, амбаров, аварийного сбора конденсата.



Приложение 13

Знак "Газопровод высокого давления"

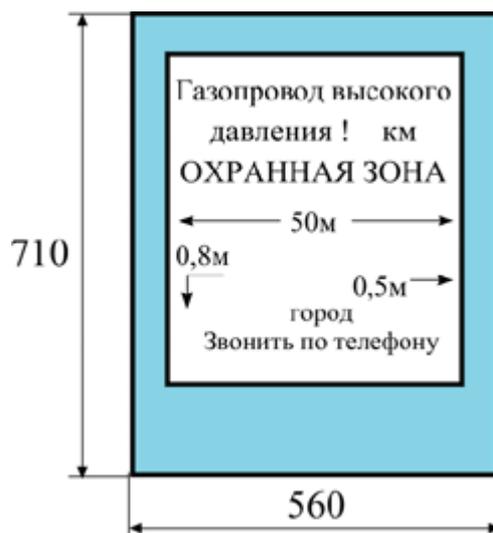
Устанавливается для обозначения на трассе газопровода.



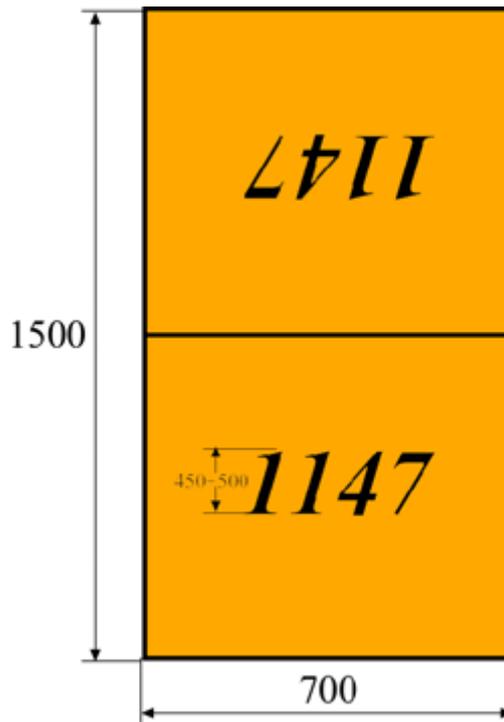
Приложение 14

Знак "Закрепление трассы газопровода на местности"

Устанавливается для привязки газопровода к местности, обозначения охранной зоны, указания глубины заложения газопровода и местоположения его оси. Сообщает местонахождение эксплуатирующей организации.



Плакат 1



Плакат 2

Приложение 15

ОАО "ГАЗПРОМ"
НАИМЕНОВАНИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ
МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА
(ГАЗОПРОВОДА-ОТВОДА)
на участке _____ км--- _____ км

1.ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА
 ГАЗОПРОВОДА " _____ "
 (_____ км----- _____ км)

- 2. НАИМЕНОВАНИЕ ГАЗОПРОВОДА: _____
- 3. ГРАНИЦЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ: _____
- 4. ПРОТЯЖЕННОСТЬ: _____
- 5. ДИАМЕТР: _____
- 6. ТОЛЩИНА СТЕНКИ: _____
- мин: _____
- макс: _____
- 7. МАРКА СТАЛИ, ЗАВОД - ИЗГОТОВИТЕЛЬ: _____
- 8. УСТАНОВЛЕННОЕ РАБОЧЕЕ ДАВЛЕНИЕ: _____
- 9. ИСПЫТАТЕЛЬНОЕ ДАВЛЕНИЕ: _____
- 10. ДАТА ПОДПИСАНИЯ АКТА ГОС.КОМИССИИ: _____
- 11. ТИП ИЗОЛЯЦИИ: _____

Технический паспорт ГРС (АГРС)

Наименование ГРС (АГРС) _____
 ЛПУ _____
 Предприятие _____

1. Основные данные

- 1.1. Дата в эксплуатации _____
 1.2. Проектно-конструкторская организация _____
 1.3. Форма обслуживания _____
 1.4. Газопровод-отвод к ГРС (АГРС): место подключения к МГ _____; длина (км) _____; диаметр (мм) _____; тип кранов и АЗК _____
 1.5. Расстояние от ГРС (АГРС) до ЛПУ (км) _____
 1.6. Пропускная способность (тыс.м³/ч) _____
 1.7. Число потребителей газа _____
 1.8. Наименование потребителей _____
 1.9. Ведомство потребителей _____
 1.10. Давление газа на входе и выходе ГРС (АГРС), МПа (кгс/см²) _____
 1.11. Диаметр выходных газопроводов (мм) _____
 1.12. Расстояния потребителей от ГРС (АГРС): по длине выходных газопроводов (км) _____ по месторасположению (км) _____

2. Основное технологическое оборудование

- 2.1. Трубопроводы: диаметр (мм) _____; толщина стенки (мм) _____ материал (марка стали) _____
 2.2. Узел очистки газа: тип пылеуловителей _____ диаметр (мм) _____; число _____; объем _____
 2.3. Узел предотвращения гидратообразований: тип теплообменников _____ тип водогрейных котлов _____; тип огневых подогревателей _____
 2.4. Узел редуцирования : диаметр (мм) _____; число трубопроводов _____ тип регуляторов давления газа _____
 2.5. Узел измерения и учета газа: тип диафрагм _____ или счетчиков количества газа _____; типоразмеры местных сопротивлений _____; размеры (D20 и L) измерительных трубопроводов до и после диафрагм или счетчиков _____
 2.6. Узел одоризации газа: тип одоризатора _____; норма ввода одоранта в поставляемый газ _____
 2.7. Обводная линия ГРС (АГРС): диаметр(мм) _____; длина (м) _____; тип запорной арматуры _____
 2.8. Запорная арматура (тип, диаметр, число):
 краны _____
 задвижки _____
 вентили _____
 трехходовые краны _____
 2.9. Предохранительные клапаны: типоразмеры _____; число _____ место установки _____
 2.10. Сборные свечи: диаметр (мм) _____ высота (м) _____

3. Основные средства КИП и А

3.1. Средства измерения (СИ), их данные и характеристики.

Наименование СИ	Тип	Номер	Шкала измерений	Класс точности (погрешности)	Кол-во (номинал)	Примечание
Термометры:						

преобразователи (бесшкальные); показывающие; регистрирующие						
Манометры: преобразователи; показывающие; регистрирующие						
Перепадометры: преобразователи; показывающие; регистрирующие						
Автоматика: котлов; огневых подогревателей; защиты узлов редуцирования						
Сигнализаторы: на ГРС; в доме операторов; охранная						
Телемеханика						
Газоанализаторы						

4. Основные системы и устройства

4.1. Система технологической связи с домом операторов, ЛПУ, предприятием и потребителем газа _____

4.2. Система электрооборудования _____

4.3. Средства молниезащиты _____

4.4. Устройства отопления _____

4.5. Устройства вентиляции _____

4.6. Средства химзащиты _____

4.7. Система сбора конденсата _____

4.8. Система утилизации метанола _____

4.9. Система отработанного масла _____

4.10. Аварийное освещение _____

4.11. Переносной фонарь(тип, электропитание) _____

4.12. Тип ограждение ГРС (АГРС) _____

Начальник (инженер) ГРС (АГРС) _____

(подпись)

Старший оператор

(подпись)

Приложение 17

Согласовано:

Утверждено:

Председатель профсоюзного
комитета

Генеральный директор
Предприятия

ТИПОВОЕ ПОЛОЖЕНИЕ О ВОЗДУШНОМ ПАТРУЛИРОВАНИИ ТРАСС МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ И ГАЗОПРОВОДОВ-ОТВОДОВ

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ (ТРЕБОВАНИЯ)

1.1. Настоящее "Положение" определяет вопросы планирования, организации и ведения работ по воздушному патрулированию действующих магистральных газопроводов и газопроводов-отводов (в дальнейшем по тексту: "газопроводов") на всех типах вертолетов.

1.2. Воздушное патрулирование является одним из способов предупреждения аварий на газопроводах, выявления нарушений охранных зон и зон минимально допустимых расстояний и входит в систему технического обслуживания и ремонта объектов транспорта газа.

1.3. Работы по воздушному патрулированию проводятся в соответствии с требованиями руководящих и нормативных документов ДВТ по организации авиационных работ и эксплуатации авиационной техники, а также руководящих документов, действующих в ОАО "Газпром" и определяющих содержание работ по контролю за состоянием газопроводов.

2. ЦЕЛЬ, ЗАДАЧИ И СОДЕРЖАНИЕ ВОЗДУШНОГО ПАТРУЛИРОВАНИЯ

2.1. Воздушное патрулирование заключается в периодическом наблюдении (визуальном и с применением спецаппаратуры) за состоянием охранных зон, зон минимально допустимых расстояний (раздел II табл. 4,5 СНиП 2.05.06-85*) и объектов газопроводов. Периодичность выполнения облетов по маршрутам планируется с учетом технических характеристик газопроводов, условий их эксплуатации и других факторов.

2.2. Цель воздушного патрулирования состоит в поддержании надежности работы газопроводов, в сокращении потерь транспортируемого газа, в контроле за состоянием охранной зоны, качества выполнения ремонтных работ на газопроводах и за состоянием окружающей среды.

2.3. Задачами воздушного патрулирования являются:

контроль за соблюдением Правил охраны магистральных трубопроводов; Правил технической эксплуатации магистральных газопроводов (ПТЭ МГ); строительных норм и правил (СНиП); ведомственных строительных норм (ВСН) на линейной части магистральных газопроводов (ЛЧ МГ);

поиск и обнаружение дефектов и повреждений на газопроводах;

обеспечение оперативной локализации аварий на газопроводах, эвакуация пострадавших с места аварии;

визуальный поиск отклонений от правил охраны магистральных трубопроводов и аварий, возникших на сооружениях других министерств и ведомств в зоне маршрутов патрулирования и реально угрожающих целостности патрулируемых газопроводов;

сбор и систематизация сведений о состоянии охранных зон, объектов газопроводов и представление их в производственный отдел по эксплуатации магистральных газопроводов и газораспределительных станций (ПО по ЭМГ и ГРС) для разработки конкретных предложений для повышения надежности газопроводов.

2.4. Состав работ при воздушном патрулировании регламентируется "Правилами технической эксплуатации магистральных газопроводов", настоящим Положением, технологическими картами ТО и текущего ремонта.

2.5. При воздушном патрулировании газопроводов производятся:

осмотр охранной зоны газопроводов, воздушных переходов, переходов через водные преграды и овраги, крановых узлов, узлов запуска и приема очистных устройств, установок электрохимической защиты, линий связи и электропередачи, площадок хранения аварийного запаса труб, вдольтрассовых проездов к газопроводам, мостов, дамб через ручьи и овраги, переездов через газопроводы, водопропускных и других сооружений, находящихся в охранной зоне;

осмотр параллельно проложенных нефтепродуктов, водоводов, линий ЛЭП, авто- и железных дорог, линий связи и других сооружений, неподведомственных предприятию "Мострансгаз", мест пересечения указанных сооружений с патрулируемыми объектами в пределах минимальных расстояний по СНиП;

контроль и координация проведения ремонтных работ на газопроводах;

регистрация всех нарушений и повреждений на газопроводах в Журнале воздушного наблюдения за трассой магистрального газопровода;

обеспечение оперативной локализации аварийных ситуаций на газопроводах;

транспортные перевозки специалистов и технических средств для выполнения аварийных работ на объектах.

2.6. При осмотре охранной зоны магистральных газопроводов производятся:

выявление и предотвращение разработки садов, дачных участков, расположение полевых

станов, стогов сена, устройств загонов для скота, возведение зданий и сооружений, производство всякого рода строительных, монтажных и взрывных работ, планировки грунта, работ, связанных с бурением скважин и шурфов, сооружение переездов и проездов через газопроводы, стоянки автотракторной техники без соответствующих согласований с управлениями магистральных газопроводов (УМГ), на участке газопроводов которых ведутся работы;

визуальное обнаружение мест утечек газа по следам выхода газа на поверхность земли или воды;

выявление повреждений земляного покрова; размывов и оголении газопроводов;
определение состояния изоляционного покрытия открытых участков газопроводов;
выявление роста оврагов и степени угрозы для газопроводов;
определение состояния километровых знаков, указателей;
обнаружение возгорании лесных массивов, торфяников, сельскохозяйственных угодий в районах прохождения газопроводов.

2.7. При выборочном осмотре линейной запорной арматуры производятся:

контроль внешнего состояния запорной арматуры;

контроль состояния узлов управления кранов;

выявление утечек газа;

2.8. При осмотре переходов через водные преграды, овраги определяются:

состояние береговых и пойменных участков, переходов газопроводов через реки;

состояние водной поверхности (на отсутствие выхода газа);

2.9. При осмотре воздушных переходов через реки, овраги, ручьи определяются:

общее состояние перехода;

состояние береговых и промежуточных опор, мачт, тросов, вантов;

состояние мест выхода газопроводов из земли.

3. ПОРЯДОК ОРГАНИЗАЦИИ РАБОТ ПО ВОЗДУШНОМУ ПАТРУЛИРОВАНИЮ

3.1. Воздушное патрулирование осуществляется работниками ЛЭС УМГ в полном соответствии со схемами и графиками воздушного патрулирования и "Инструкцией по безопасной организации работ при воздушном патрулировании", разрабатываемой авиакомпанией Предприятия совместно с представителями ПО ЭМГ и УМГ, экипажи вертолета должны быть ознакомлены с данной инструкцией.

3.2. Схема воздушного патрулирования представляет собой план-схему трассы газопровода с нанесением на него маршрутов полетов, мест дозаправки вертолета, посадочных площадок. По каждому маршруту представители авиакомпании Предприятия определяют группу сложности полета.

3.3. График воздушного патрулирования устанавливает периодичность и время облета маршрутов. График облета составляется авиакомпанией совместно с УМГ по зонам.

3.4. В каждом УМГ Предприятия, использующем вертолеты, приказом назначаются лица, имеющие право совершать облеты трассы. Лица, указанные в приказе, должны знать схему трассы, маршрут полета. Лица, допущенные к полетам, должны проходить ежеквартальный инструктаж согласно "Инструкции по безопасной организации работ при воздушном патрулировании".

3.5. При базировании вертолета на удаленных площадках УМГ обязано обеспечить экипаж вертолета нормальными жилищно-бытовыми условиями.

3.6. УМГ обеспечивает охрану вертолета и имущества авиакомпании на посадочных площадках.

3.7. Воздушное патрулирование выполняется работником авиакомпании не реже одного раза в неделю.

3.8. Работники авиакомпании должны пройти обучение и проверку знаний прохождения трассы в УМГ, на участках которых они будут проводить воздушное патрулирование, знать нормативные документы, указанные в пп.2.1 и 2.3 настоящего Положения.

3.9. Контроль за осуществлением патрулирования ведет диспетчерская служба УМГ по согласованию с ПДС Предприятия.

3.10. Один раз в месяц трассу газопроводов должны облететь главные инженеры УМГ, начальник ЛЭС, начальники связи, специалисты ЭХЗ.

3.11. Воздушное патрулирование при нештатных ситуациях (разрыв, паводок, стихийные

бедствия, производство огневых работ) оговаривается дополнительно.

4. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ РАБОТ ПО ВОЗДУШНОМУ ПАТРУЛИРОВАНИЮ

4.1. Наиболее рациональными параметрами полета при патрулировании газопроводов являются:

скорость 100-120 км/ч;

высота 100 - 120 м.

При необходимости проведения более тщательного контроля патрулируемого объекта полет, по просьбе представителя УМГ, можно выполнять с меньшими значениями скорости и высоты.

4.2. При необходимости возможна посадка вертолета на трассе газопроводов вне оборудованных площадок путем подбора посадочной площадки с воздуха.

4.3. Перед вылетом представитель УМГ, совершающий облет, уточняет с командиром вертолета маршрут полета, места посадок и заправки вертолета.

4.4. В полете представитель УМГ обязан заполнять "Журнал воздушного наблюдения за трассой магистральных газопроводов и газопроводов-отводов". Результаты облета вносятся в журнал в день проведения.

4.5. При обнаружении работ, ведущихся в охранной зоне газопроводов или в направлении охранной зоны, представитель УМГ обязан:

проинформировать диспетчерскую службу УМГ и руководство УМГ о ведущихся на трассе работах;

при очевидной опасности повреждения газопроводов в процессе проведения обнаруженных работ необходимо принять меры по их немедленной остановке.

4.6. При обнаружении аварии или выявлении ситуационных изменений на трассе газопровода, грозящих аварией или срывом бесперебойного транспорта газа, представитель УМГ должен передать данные об аварии через пилота диспетчеру ближайшего аэропорта, а тот по имеющимся средствам связи в соответствующее УМГ.

4.7. После оповещения УМГ об аварии дальнейшее патрулирование прекращается и выполняются распоряжения диспетчерской УМГ.

4.8. При обнаружении аварий на сооружениях других ведомств представитель УМГ сообщает о них в диспетчерскую УМГ.

5. ОХРАНА ТРУДА И ПРАВИЛА ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ

5.1. Персонал УМГ, допущенный приказом к выполнению работ по облету трассы, обязан знать требования техники безопасности, включенные в "Инструкцию по технике безопасности для работников предприятий, использующих для перевозки служебных пассажиров, при транспортировке грузов на внешней подвеске и строительно-монтажных работ".

5.2. Все работники Предприятия, УМГ, пользующиеся при выполнении своих служебных обязанностей авиатранспортом, должны быть застрахованы в страховых органах на сумму не менее 7 млн. руб.

5.3. От момента запуска двигателя в пункт вылета до полной остановки несущего винта в пункте посадки участвующие в полете лица должны подчиняться командиру вертолета и беспрекословно выполнять его указания.

5.4. Перед запуском двигателя по команде вертолета или другого члена экипажа все лица, находящиеся вблизи вертолета, должны отойти от него на расстояние не менее 50 м.

5.5. Экипажу и пассажирам на стоянках вертолетов, на борту вертолета курить и распивать спиртные напитки категорически ЗАПРЕЩАЕТСЯ!

5.6. Курить разрешается на расстоянии не менее 50 м от вертолета.

5.7. При заправке ГСМ и производстве других работ на вертолете нахождение пассажиров на борту или их посадка категорически ЗАПРЕЩАЕТСЯ!

Нахождение посторонних лиц на посадочной площадке при обслуживании или заправке вертолета НЕ ДОПУСКАЕТСЯ!

Проведение инструктажа по технике безопасности, правилам посадки (высадки) в вертолет и поведению в полете регламентируется Инструкцией по ОТ при перевозке служебных пассажиров на вертолетах и самолетах авиакомпании Предприятия.

ЖУРНАЛ

воздушного наблюдения за трассой магистральных газопроводов и газопроводов-отводов на участке _____ УМГ

№№ п/п	Наименование маршрута	Ф.И.О., должность лица, проводившего патрулирование	Время, ч\мин		Место, время, причины посадки вертолета на трассе МГ	Описание наблюдений	Примечание	Роспись
			вылета, наимен. пункта	прилета, наимен. пункта				
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Приложение 18

УТВЕРЖДАЮ

_____ 2000 г.

ТИПОВАЯ ИНСТРУКЦИЯ ПО ПРОПУСКУ ОЧИСТНЫХ УСТРОЙСТВ, СРЕДСТВ ВНУТРИТРУБНОЙ ДЕФЕКТОСКОПИИ КОД-М, LANALOG НА УЧАСТКЕ ТРУБОПРОВОДА

1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1. Настоящая инструкция определяет порядок выполнения работ по пропуску очистных устройств, средств внутритрубной дефектоскопии КОД-М, LANALOG на участке трубопровода.

1.2. Руководителями работ по пропуску снарядов являются главные инженеры ЛПУ (УМГ) в пределах своих зон обслуживания или должностные лица, заменяющие их по приказу.

1.3. Руководители работ несут ответственность за организацию и безопасное проведение операций по запуску и приему снарядов, а также за обеспечение контроля за перемещением снаряда по трубопроводу.

1.4. Ответственные по постам и состав постов назначаются приказами по ЛПУ.

1.5. Переключение технологических линий при запуске, перемещении, приеме снаряда выполняются эксплуатационным персоналом соответствующего ЛПУ по указанию руководителя работ.

1.6. Руководители работ обязаны совместно с представителями подрядчика провести инструктаж на рабочих местах с разъяснением обязанностей и состава проводимых операций каждому специалисту ЛПУ МГ, задействованному в работах по пропуску снарядов.

1.7. Общую координацию работ по пропуску снарядов осуществляет диспетчер Предприятия.

1.8. Запуск снарядов разрешается при наличии:

- а) разрешения ЦДС Предприятия;
- б) устойчивой связи между узлами запуска и приема, очистных устройств, постов по трассе, диспетчерских служб ДПУ МГ.

1.9. При проведении работ по дефектоскопии необходимо руководствоваться ПТО МГ, настоящей инструкцией и технической документацией на систему внутритрубной

дефектоскопии.

2. РАССТАНОВКА ПОСТОВ И ОБЕСПЕЧЕНИЕ СВЯЗИ

2.1. Посты для контроля за перемещением снарядов, средств дефектоскопии размещаются на следующих местах:

- Пост № 1
- Пост № 2
- Пост № 3
- Пост № 4
- Пост № 5
- Пост № 6
- Пост № 7
- Пост № 8
- Пост № 9
- Пост № 10
- Пост № 11
- Пост № 12
- Пост № 13
- Пост № 14
- Пост № 15

2.2. Каждый пост состоит из линейного трубопроводчика, водителя транспортного средства и связиста.

2.3. Ответственному по посту необходимо:

- привести краны в соответствие с разделом 3 настоящей инструкции;
- установить образцовые манометры перед и после линейных кранов по ходу газа, на камерах приема и запуска, подготовить к работе сигнализаторы прохождения снарядов и маркерные устройства (совместно с представителями Подрядчика);
- установить (проверить) радиосвязь с камерами запуска, приема постами на трассе, диспетчерскими службами.

3. ПОЛОЖЕНИЕ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ НА ОБСЛЕДУЕМОМ УЧАСТКЕ ТРУБОПРОВОДА

3.1. На узле подключения КС:

- затвор камеры закрыт;
- краны закрыты N;
- краны открыты N.

3.2. Линейная часть трубопровода:

- краны линейной части открыты N, км;
- перемычки на параллельные нитки закрыты.

3.3. На узле подключения КС:

- затвор камеры приема закрыт;
- краны закрыты N;
- краны открыты N

4. ТЕХНОЛОГИЯ ПРОПУСКА СНАРЯДА

4.1. Подготовка камеры запуска:

открыть затвор камеры запуска, убедившись перед этим в отсутствии избыточного давления в камере;

уложить на лоток снаряд и ввести в камеру таким образом, чтобы передняя манжета снаряда прошла трубу обследуемого газопровода;

продуть камеру газом, открыв краны;

закрыть кран N и заполнить камеру газом;

при продувке и заполнении камеры не допускать резкого открытия кранов во избежание движения снаряда в обратном направлении;

после выравнивания давления до и после крана N кран N открыть, кран N закрыть.

4.2. Подготовка камеры приема:

- продуть камеру приема газом открытием крана N;
 заполнить камеру приема газом, закрыв кран N;
 после выравнивания давления до и после секущего крана N кран N открыть, кран N закрыть.
- 4.3. Операция запуска снаряда:
 по команде ответственного лица произвести запуск снаряда, для чего:
 медленно прикрывая кран N, создать перепад давления на снаряде 0,5-1,5 кгс/см²;
 проконтролировать прохождение снарядов всех сигнализаторов на узле запуска;
 полностью открыть кран N и закрыть кран N;
 манипулируя кранами N обеспечить скорость движения снаряда в пределах 8-12 км/ч;
 о времени прохождения снарядов охранного крана N сообщить диспетчеру и на следующий пост.
- 4.4. Операция приема снаряда:
 для успешного приема снаряда в камеру приема необходимо:
 при подходе снаряда за 2 км до камеры обеспечить скорость его движения до 5 км/ч;
 при подходе снаряда к камере за 50 м обеспечить скорость его движения не более 2 км/ч;
 после прохождения снарядов секущего крана N обеспечить наличие снаряда в камере приема, снизить давление газа в узле приема до атмосферного и произвести извлечение снаряда.
- 4.5. Положение запорной арматуры привести в исходное положение.
- 4.6. Посты на линейных кранах участка трубопровода должны постоянно следить за давлением в трубопроводе. О времени прохождения снарядом поста и об изменении давления в трубопроводе докладывать соответственно руководителю работ немедленно и ЦДС Предприятия.
- 4.7. Регулирование скорости прохождения снаряда осуществляется диспетчером ГП.

5. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

1. Во время пропуска снаряда запрещены:
 переезд транспорта через трубопровод;
 присутствие на площадках запуска, приема, линейных кранов и местах установки маркеров лиц, не участвующих в работах по обеспечению пропусков снарядов;
 пользоваться открытым огнем, курить, выезжать в охранную зону трубопровода на транспортных средствах с двигателями внутреннего сгорания;
 выполнение в охранной зоне работ, не связанных с пропуском.

ПОДПИСИ:

Начальник ЛЭС УМГ:
 / _____ /
 М.П.

Ответственный руководитель Подрядчика
 / _____ /
 М.П.

Приложение 19

Мингазпром
 Объединение, управление _____
 ЛПУ, ГПУ, СПХГ, кустовая база и др. _____

ТЕХНИЧЕСКИЙ АКТ №

на ликвидацию дефекта, повреждения на _____
 (наименование магистрального

газопровода, конденсатопровода, промысла, КС, ГРС, кустовой базы и др.)

- Дата обнаружения дефекта " __ " _____ 200__ г.
- Место дефекта (ПК, сооружение, агрегат, прибор и т.д.) _____
- Краткое описание дефекта и его размерность (трещина, свищ, пробоины в теле или сварных швах труб, сосудов, оборудования, поперечном стыке и др.) _____
- Характеристика рельефа местности и грунтов (равнина, овраг, перевал, болото, пойма: глина, песок, скала, щебень и др.) _____

5. Давление в Па (кгс/см²), температура и другие параметры газа и конденсата и момент обнаружения дефекта _____

6. Данные о дефектном месте (о трубах - данные сертификатов или замеров; стык ручной, полуавтоматический, поворотный, неповоротный, дата сварки, результаты контроля; качество изоляции; паспортные данные оборудования; год ввода в эксплуатацию, разрешенные рабочие параметры) _____

7. Организации, проводившие строительство данного участка трубопровода, объекта (сварочно-монтажные, изоляционно-укладочные, землеройные и другие работы) _____

Приложение 20

Информация по аварии на объекте магистрального газопровода (форма БМТ-01)

Информация по аварии на объекте магистрального газопровода

1. Наименование эксплуатационного предприятия
2. Наименование структурного подразделения эксплуатационного предприятия
3. Наименование владельца объекта
4. Дата и время обнаружения аварии
5. Местонахождение аварии (название субъекта Российской Федерации)
6. Наименование объекта, км по трассе
7. Информация по трубопроводу:
 - 7.1. Диаметр (мм)
 - 7.2. Толщина стенки (мм)
 - 7.3. Марка стали
 - 7.4. Год ввода в эксплуатацию
 - 7.5. Максимально разрешенное рабочее давление (МПа)
 - 7.6. Давление в момент аварии (МПа)
8. Характер аварии
9. Перерыв в работе (дата, время)
10. Воздействие на потребителей
11. Описание последствий, возможная причина
12. Вид ремонта _____ Начало _____ Окончание _____
13. Номер служебного телефона лица, сообщившего об аварии _____

Примечание: При необходимости приложить к форме дополнительные листы.

Приложение 21

Информация по аварии на объекте магистрального газопровода (форма БМТ-03)

1. Владелец объекта _____
2. Название эксплуатационного предприятия _____
3. Лицо, направляющее информацию _____
Ф.И.О. _____
Должность _____
Служебный телефон _____
- Дата обнаружения опасных условий _____
4. Лицо, определившее наличие опасных условий _____
Ф.И.О. _____
Должность _____
Служебный телефон _____
- Дата обнаружения опасных условий _____
5. Местонахождение опасных условий _____

	300	600	800	1000	1200	1200	300	300
Города и поселки	500	500	700	700	700	700	500	500
Водопроводные сооружения	250	300	350	400	450	500	250	300
Малоэтажные жилые здания	100	150	200	250	300	350	75	150

Примечание: Разрывы устанавливаются от здания компрессорного цеха.

Таблица 3

Минимальные расстояния от объектов ПХГ до зданий и сооружений (СН 433-79)

Здания и сооружения	Расстояние, м	
	от производственных зданий и сооружений ПХГ категорий А,Б,Е	от устья одной скважины или куста скважин
До зданий и сооружений промысла	-	60
До жилых зданий	200	300
До общественных зданий	200	500
До границ смежных предприятий	100	-
До зданий и сооружений промышленных и сельскохозяйственных предприятия	-	1000
До здания пожарного депо	80	-

Таблица 4

Санитарно-защитные зоны для канализационных очистных сооружений (СанПиН 2.2.1/2.1.1.567-96)

Сооружения для очистки сточных вод	Расстояния, в м, при расчетной производительности очистных сооружений, в тыс.м ³ /сут				
	до 0,2	более 0,2 до 5,0	более 5,0 до 50,0	более 50,0 до 100,0	более 100,0 до 200,0
Сооружения для механической и биологической очистки силовыми площадками для сброшенных осадков, а также иловые площадки	300	400	800	1000	2000
Сооружения для механической и биологической очистки с термомеханической обработкой осадка в закрытых помещениях	100	200	300	400	-
Поля:	200	300	500	1000	-
а) фильтрации	150	300	400	1000	-
б) орошения					
Биологические пруды	200	300	-	-	-

Примечания:

1. СЗЗ для канализационных очистных сооружений производительностью более 200 тыс.м³/сут., а также при отступлении от принятых технологий очистки сточных вод и обработки осадка следует устанавливать по решению Главного государственного санитарного врача Российской Федерации или его заместителя.

2. Для полей фильтрации площадью до 0,5 га, для полей орошения коммунального типа площадью до 1,0 га, для сооружений механической и биологической очистки сточных вод производительностью до 50 м³/сут. СЗЗ следует принимать размером 200 м.

3. Для полей подземной фильтрации пропускной способностью до 15 м³/сут. СЗЗ следует принимать размером 50 м.

4. СЗЗ допускается увеличивать в случае расположения жилой застройки с подветренной стороны по отношению к очистным сооружениям с учетом реальной аэроклиматической

ситуации по согласованию с органами и учреждениями Государственной санитарно-эпидемиологической службы.

Приложение 23

**ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНЫХ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ,
ВЫБРАСЫВАЕМЫХ
В АТМОСФЕРУ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ МГ**

Загрязняющее вещество	ПДК и ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности загрязняющего вещества
Оксиды азота (в том числе диоксид азота)	ПДК _{м.р} = 0,085 ПДК _{с.с} = 0,04 ПДК _{р.з} = 5,0(NO _x) ПДК _{р.з} = 2,0(NO ₂)	2
Оксид азота	ПДК _{м.р} = 0,4 ПДК _{с.с} = 0,06	3
Оксид углерода	ПДК _{м.р} = 5,0 ПДК _{с.с} = 3,0 ПДК _{р.з} = 20,0	4
Метан	ОБУВ = 50,0	4
Диоксид серы	ПДК _{м.р} = 0,5 ПДК _{с.с} = 0,05 ПДК _{р.з} = 10,0	3
Альдегиды (принято по формальдегиду)	ПДК _{м.р} = 0,035 ПДК _{с.с} = 0,003 ПДК _{р.з} = 0,5	2
Бенз(а)пирен	ПДК _{с.с} = 0,1 мкг/100м ПДК _{р.з} = 0,00015	1
Сажа	ПДК _{м.р} = 0,15 ПДК _{с.с} = 0,05 ПДК _{р.з} = 4,0	3
Метилмеркаптан	ПДК _{м.р} = 0,000009 ПДК _{р.з} = 0,8	2
Этилмеркаптан	ПДК _{р.з} = 1	2
Бутилмеркаптан	ОБУВ = 0,0003	-
Одорант СПМ (смесь природных меркаптанов)	ОБУВ = 0,00005	-

СОДЕРЖАНИЕ

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ
 - 1.1. Общие требования
 - 1.2. Техническая подготовка персонала
 - 1.3. Обязанности, права и ответственность за нарушение Правил, надзор за выполнением Правил
 - 1.4. Приемка в эксплуатацию сооружений и оборудования
 - 1.5. Требования к охранной зоне и зоне минимальных расстояний
2. ОБЪЕКТЫ ОБЩЕГО НАЗНАЧЕНИЯ
 - 2.1. Территория, здания и сооружения
 - 2.2. Газопроводы
 - 2.3. Трубопроводная арматура
 - 2.4. Водоснабжение, канализация, теплоснабжение, вентиляция, газоснабжение
 - 2.5. Обеспечение охраны объектов и сооружений
3. ЛИНЕЙНАЯ ЧАСТЬ
 - 3.1. Общие требования

- 3.2. Оформление линейной части
- 3.3. Организация эксплуатации
- 3.4. Техническое обслуживание и ремонт
- 3.5. Транспортные технические средства
- 3.6. Аварийный запас
- 3.7. Техническая документация
- 3.8. Техническая диагностика газопроводов
- 4. КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ
- 4.1. Общие требования
- 4.2. Организация эксплуатации
- 4.3. Техническое обслуживание, ремонт, модернизация и реконструкция
- 4.4. Компрессорный цех
- 4.5. Станции охлаждения природного газа
- 4.6. Установка очистки газа
- 4.7. Установка воздушного охлаждения газа
- 4.8. Системы топливного, пускового и импульсного газа
- 4.9. Маслоснабжение
- 4.10. Техническая документация
- 4.11. Техническая диагностика
- 5. ПОДЗЕМНЫЕ ХРАНИЛИЩА ГАЗА
- 5.1. Общие требования
- 5.2. Организация эксплуатации
- 5.3. Техническое обслуживание и ремонт
- 5.4. Техническая документация
- 6. ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СТАНЦИИ
- 6.1. Общие требования
- 6.2. Организация эксплуатации
- 6.3. Техническое обслуживание и ремонт
- 6.4. Техническая документация
- 7. ЭЛЕКТРОУСТАНОВКИ
- 7.1. Общие требования
- 7.2. Организация эксплуатации электроустановок
- 7.3. Техническая документация
- 8. ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ
- 8.1. Общие требования
- 8.2. Организация эксплуатации
- 8.3. Техническое обслуживание и ремонт
- 8.4. Техническая документация
- 9. СИСТЕМЫ И СРЕДСТВА ИНФОРМАТИЗАЦИИ, АВТОМАТИЗАЦИИ, УПРАВЛЕНИЯ, ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИИ И СВЯЗИ
- 9.1. Общие требования
- 9.2. Организация эксплуатации
- 9.3. Техническое обслуживание и ремонт
- 9.4. Метрологическое обеспечение
- 9.5. Технологическая связь
- 9.6. Газоизмерительные станции
- 9.7. Телемеханика
- 9.8. Техническая документация
- 10. ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ
- 10.1. Диспетчерская служба
- 10.2. Режим работы магистральных газопроводов
- 10.3. Организация работ по ликвидации аварий
- 10.4. Подготовка магистрального газопровода к эксплуатации в осенне-зимних условиях и к весеннему паводку
- 10.5. Оперативная документация
- 11. ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ
- 11.1. Общие требования
- 11.2. Охрана атмосферного воздуха
- 11.3. Охрана поверхностных и подземных вод

- 11.4. Охрана почв, недр
- 11.5. Охрана окружающей природной среды от отходов производства и потребления
- 11.6. Защита от шума
- 11.7. Мероприятия по сохранению растительности и животного мира
- 11.8. Техническая документация

ПРИЛОЖЕНИЯ

1. Перечень действующих нормативных документов
2. Принятые сокращения
3. Нумерация технологической арматуры на компрессорных станциях
4. Нумерация технологической арматуры на линейной части
5. Формуляр Подтверждения величины разрешенного рабочего давления. Линейная часть магистрального газопровода
6. Формуляр Подтверждения величины разрешенного рабочего давления. Компрессорная (насосная) станция
7. Формуляр Подтверждения величины разрешенного рабочего давления. Газораспределительная (автомобильная газонаполнительная компрессорная) станция
8. Знак "Осторожно газопровод"
9. Знак "Остановка запрещена"
10. Знак "Газопровод. Переезд запрещен"
11. Знак "Газ. С огнем не приближаться"
12. Знак "Вход воспрещен"
13. Знак "Газопровод высокого давления"
14. Знак "Закрепление трассы газопровода на местности"
15. Технический паспорт магистрального газопровода (газопровода-отвода)
16. Технический паспорт ГРС (АГРС)
17. Типовое положение о воздушном патрулировании трасс магистральных газопроводов и газопроводов-отводов
18. Типовая инструкция по пропуску очистных устройств, средств внутритрубной дефектоскопии КОД-М, Lanalog на участке трубопровода
19. Технический акт №
20. Информация по аварии на объекте магистрального газопровода (форма БМТ-01)
21. Информация по аварии на объекте магистрального газопровода (форма БМТ-03)
22. Размеры ССЗ и минимальные расстояния для газотранспортных объектов
23. Характеристика основных загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу в процессе эксплуатации МГ