ПРАВИЛА ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

gost.e-ecolog.ru

УТВЕРЖДЕНО

Министерством газовой
промышленности СССР
22 марта 1988 г.

ПРАВИЛА ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ



МОСКВА "НЕДРА" 1989

ББК 31 354
П 68
УДК 622.691 (983.96)

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

А. И. Чистяков (председатель), З. Т. Галиуллин, Г. Э. Одишария, В. В. Девичев, В. А. Шуровский, И. Н. Быков, Н. А. Петров, В. И. Мурин, Б. М. Смерека, А. К. Булычев, В. К. Суринович, В. М. Короткевич, А. В. Беляев, В. В. Громов, А. Н. Воротынцев, В. В. Дубровский, Г. З. Разладов, Г. В. Воронин, В. Л. Немчин, В. И. Ефанов, А. К. Лаврушин, А. М. Константинов

Разработаны ВНИИГАЗом, ПО Союзоргэнергогаз, НИПИАСУтрансгаз с участием Главупртрансгаза Мингазпрома СССР, Главгосгазнадзора СССР, ЦДУ ЕСГ СССР

П $\frac{2503010500-199}{043(01)-89}$ 318—89

© Издательство «Недра», 1989

С введением в действие настоящих Правил утрачивают силу следующие документы: Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов (1982 г.), Положение по техническому обслуживанию линейной части магистральных газопроводов (1984 г.), Правила технической и безопасной эксплуатации газораспределительных станций магистральных газопроводов (1978 г.), Правила эксплуатации и безопасности обслуживания средств автоматизации, телемеханизации и вычислительной техники в газовой промышленности (часть I), 1983 г., Правила технической эксплуатации компрессорных цехов с газотурбинным приводом (1976 г.), Правила технической эксплуатации компрессорных цехов с газомотокомпрессорами (1978 г.).

Раздел первый
ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Глава 1
ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

1.1. Настоящие Правила устанавливают основные технические и организационные нормы и требования к эксплуатации магистральных газопроводов, организации работы персонала и ведению технической документации.

В состав магистральных газопроводов входят:

газопровод (от места выхода с промысла подготовленного к дальнему транспорту природного газа) с ответвлениями и лупингами, запорной арматурой, переходами через естественные и искусственные препятствия, узлами пуска и приема очистных устройств, узлами сбора и хранения конденсата и устройствами для ввода метанола;

головные и промежуточные компрессорные станции (КС), газораспределительные станции (ГРС), станции подземного хранения газа (СПХГ), автомобильные газонаполнительные станции (АГНКС);

установки электрохимической защиты от коррозии, линии и сооружения технологической связи и телемеханики;

линии электропередачи, предназначенные для обслуживания газопроводов, устройства электроснабжения и дистанционного управления запорной арматурой и установками электрохимической защиты;

противопожарные средства, противоэрозионные и защитные сооружения газопроводов;

емкости для хранения и разгазирования конденсата, земляные амбары для аварийного выпуска конденсата;

здания и сооружения;

постоянные дороги и вертолетные площадки, расположенные вдоль трассы газопровода, и подъезды к ним, опознавательные и сигнальные знаки местонахождения газопроводов.

1.2. Настоящие Правила распространяются на магистральные газопроводы, подведомственные Министерству газовой промышленности СССР, и являются обязательными для всех организаций Мингазпрома СССР и других ведомств, проводящих работы на объектах магистральных газопроводов.

Действие настоящих Правил распространяется на объекты, оборудование и сооружения с момента подписания актов государственными комиссиями.

Правила не распространяются на газопроводы, предназначенные для транспортировки газа, оказывающего коррозионное воздействие на металл труб или охлажденного до температуры ниже —40° С. Эксплуатация указанных газопроводов должна осуществляться по специально разработанной проектным или научно-исследовательским институтом инструкции, которая согласовывается со всеми заинтересованными организациями, в том числе с органами госгазнадзора, и утверждается в установленном порядке.

1.3. Требования к эксплуатации объектов магистральных газопроводов должны регламентироваться производственными, должностными инструкциями и технологическими схемами, разрабатываемыми производственными объединениями (ПО) с учетом местных условий и на основании государственных, отраслевых нормативно-технических документов и настоящих Правил. Номенклатуру, порядок разработки и утверждения инструкций устанавливают ПО.

1.4. Пересмотр производственных, должностных инструкций, технологических и других схем проводится не реже 1 раза в 3 года, а необходимые изменения вносятся в них незамедлительно.

1.5. Основными задачами работников по эксплуатации магистральных газопроводов являются:

транспортировка газа от районов добычи до мест его распределения, подача газа в распределительные сети городов, населенных пунктов или отдельных предприятий, обеспечение надежной и безопасной работы оборудования;

обеспечение эффективной работы газопроводов с помощью оптимальных режимов работы оборудования, 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;

разработка и осуществление мероприятий по модернизации

газопроводов, внедрение новой техники и научной организации труда и производства;

повышение производительности труда, снижение себестоимости транспортировки газа;

повышение квалификации, распространение передовых методов труда и опыта новаторов, развитие рационализации и изобретательства, организация социалистического соревнования;

строгое соблюдение трудовой и производственной дисциплины, выполнение требований действующих нормативных документов и норм по охране труда.

1.6. Эксплуатация магистральных газопроводов осуществляется предприятиями (объединениями), границы между которыми устанавливает Мингазпром СССР.

Производственные объединения определяют границы обслуживания магистральных газопроводов и вспомогательных объектов между их подразделениями.

Руководство подразделений определяет границы обслуживания, сооружений, оборудования и объектов 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.

1.7. При строительстве сооружений и объектов магистральных газопроводов, их реконструкции, техническом перевооружении или капитальном ремонте заказчик (производственное объединение, дирекция строящегося газопровода) должен организовать технический надзор за производством работ.

1.8. Законченные строительством газопроводы вводятся в эксплуатацию после их приемки государственной приемочной комиссией, назначаемой Мингазпромом СССР или ПО в зависимости от сметной стоимости и назначения объекта. Приемка осуществляется в соответствии с требованиями действующих норм и правил: СНиП 3.01.4—87, Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения. СНиП 2.05.06—85 «Магистральные трубопроводы»; СНиП III-42—80 «Правила производства и приемка работ. Магистральные трубопроводы»; СНиП 3.05.05—84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы» и др.

1.9. Подача газа в коммуникации топливного, пускового, импульсного газа, а также в трубопроводы технологической обвязки КС, ГРС и СПХГ для выполнения индивидуальных испытаний оборудования допускается только по разрешению местных органов госгазнадзора. Обеспечение необходимых мер безопасности при этом возлагается на эксплуатационную организацию.

1.10. Подача газа в магистральные газопроводы, газопроводы-отводы для продувки и проведения индивидуальных испытаний оборудования допускается только по разрешению местных

органов госгазнадзора. Необходимые меры безопасности при этом указываются в специальной инструкции, разрабатываемой подрядной организацией, которую согласовывают с заказчиком, эксплуатационной организацией и местными органами госгазнадзора 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.

1.11. Подача газа в законченные строительством магистральные газопроводы, отводы и ГРС должна осуществляться в соответствии с Правилами подачи газа газопроводам и потребителям.

1.12. 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 режимно-наладочных работ и ввода этих установок в эксплуатацию.

1.13. После приема газопровода в эксплуатацию эксплуатирующая организация должна проконтролировать, чтобы в месячный срок фактическое положение газопровода было нанесено на карты землепользователей в исполнительных комитетах районных (городских) Советов народных депутатов.

1.14. Обязанности, права и ответственность рабочих за закрепленное за ними оборудование и объекты определены инструкциями по профессиям.

1.15. Задачи, обязанности, права, ответственность инженерно-технических работников определены должностными инструкциями, которые составляют руководители отделов, цехов, служб, участков, групп производственных подразделений и утверждает руководство объединения.

1.16. Каждый работник газотранспортного производственного объединения обязан: хорошо знать свою специальность, закрепленный за ним эксплуатируемый объект, оборудование, сооружения и режим его эксплуатации во взаимосвязи с другими объектами, точно и своевременно исполнять возложенные на него обязанности, проявлять необходимую инициативу, творческое отношение к труду, постоянно совершенствовать свое профессиональное мастерство; принимать меры по предупреждению отказов, нарушений настоящих Правил, Правил охраны магистральных газопроводов, Правил безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов; всемерно содействовать обеспечению эффективности и надежности КС, ЛЧ, ГРС, СПХГ и других технических объектов магистрального газопровода.

1.17. В процессе эксплуатации объектов, оборудования и коммуникаций, зданий и сооружений магистральных газопроводов должен проводиться анализ эффективности, надежности и безопасности их с целью разработки организационно-техни-

ческих мероприятий по их совершенствованию и развитию.

1.18. Огневые и газоопасные работы на объектах, сооружениях и коммуникациях магистральных газопроводов должны осуществляться в соответствии с требованиями Правил безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов и Типовой инструкции по безопасному ведению огневых работ на газовых объектах Мингазпрома СССР.

1.19. Производственные объединения обязаны обеспечить нормативной технической документацией подразделения, их службы и участки.

1.20. Исполнительная техническая документация на объекты магистральных газопроводов должна находиться в архиве подразделения.

Глава 2
ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОДГОТОВКА ПЕРСОНАЛА

2.1. Технические объекты магистральных газопроводов должны эксплуатироваться специально подготовленным персоналом. Эксплуатационный персонал должен иметь квалификацию, соответствующую утвержденным должностным инструкциям и инструкциям по профессиям.

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

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

курсовое обучение;

техническая и экономическая учеба;

вводный, первичный и периодический инструктажи;

противоаварийные и противопожарные тренировки.

2.4. Обучение вновь принятых рабочих и повышение разрядов должны осуществляться, как правило, в учебно-курсовом комбинате.

Программы для обучения и повышения квалификации разрабатывают ПО с учетом требований Центрального учебно-методического кабинета Мингазпрома СССР по основным для газовой промышленности и общим для всех отраслей народного хозяйства профессиям рабочих.

2.5. Персонал, обслуживающий подведомственные Госгортехнадзору СССР объекты, должен проходить подготовку (переподготовку) на курсах, специально создаваемых предприятиями, по программам, согласованным с Госгортехнадзором СССР.

2.6. Персонал, обслуживающий газопроводы и газовые сети низкого давления, ГРС, котельные и газоиспользующие установки, должен проходить подготовку (переподготовку) на специальных курсах по программам, согласованным с местными

органами госгазнадзора или Госгортехнадзора СССР в зависимости от подконтрольности.

2.7. Персонал, обслуживающий электроустановки, должен проходить обучение, подготовку (переподготовку) в соответствии с Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей, Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

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

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

2.9. В целях обучения и проверки знаний на всех предприятиях и в организациях должны быть, как правило, оборудованы кабинеты, оснащенные техническими средствами обучения.

2.10. Для отработки навыков по организации и проведению аварийных работ не реже 1 раза в квартал на всех эксплуатируемых объектах магистральных газопроводов должны проводиться противоаварийные и противопожарные тренировки. Тематику и программы проведения тренировок разрабатывают главные инженеры (заместители начальников) подразделений. Ответственными за организацию и проведение тренировок являются начальники цехов, служб и участков по принадлежности объектов.

2.11. Один раз в год на линейной части газопроводов, КС, СПХГ 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.

2.12. По итогам противоаварийных тренировок и ликвидации аварийных ситуаций в коллективах служб, цехов, участков их руководители должны проводить разборы с оценкой действий каждого участника.

Глава 3

ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ЗА НАРУШЕНИЕ ПРАВИЛ

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

3.2. Нарушение настоящих Правил влечет за собой дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в зависимости от характера нарушения и его последствий.

3.3. Руководители производственных объединений и подразделений, их заместители, руководящий сменный персонал от-

ветственны за нарушения, допущенные ими лично или подчиненным им персоналом.

3.4. Каждый случай отказа и повреждений объектов магистральных газопроводов должен быть расследован в соответствии с требованиями Положения о расследовании отказов газовых объектов Министерства газовой промышленности СССР, подконтрольных органам государственного газового надзора в СССР.

3.5. Лица, виновные в отказах, повреждениях или авариях, привлекаются к дисциплинарной, административной или уголовной ответственности в соответствии с законодательством.

3.6. 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 действующими юридическими документами.

3.7. 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.

Раздел второй

ОБЪЕКТЫ ОБЩЕГО НАЗНАЧЕНИЯ

Глава 4

ТЕРРИТОРИЯ, ЗДАНИЯ И СООРУЖЕНИЯ

4.1. Для обеспечения надлежащего технического и санитарно-гигиенического состояния территории производственных объектов должны быть выполнены требования по охране окружающей среды и содержаться в исправном состоянии: сети водопровода, канализации, тепло-газоснабжения и их сооружения; источники питьевой воды, водоемы и санитарные зоны источников водоснабжения; стоянки автотранспорта и специальной техники; автомобильные дороги, пешеходные дорожки, переезды и подъезды к пожарным гидрантам, водоемам, градирням и т. п.; системы и средства охранной сигнализации и противопожарной безопасности; склады метанола и горючесмазочных 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.

4.2. 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 обо-

рудование, 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 и их узлов подключения к магистральному газопроводу, ГРС, СПХГ, расходомерных пунктов должны быть освещены.

4.3. На территории производственных объектов должны отсутствовать источники запыления воздуха. Территория должна быть благоустроена и освещена в соответствии с проектом. Открытые участки земли вблизи компрессорного цеха со стороны воздухозаборных устройств газоперекачивающих агрегатов (ГПА) должны быть засеяны газонной травой или асфальтированы (бетонированы).

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

4.5. Строительство новых зданий и сооружений на территории производственных объектов должно осуществляться только при наличии проекта и акта-допуска производственного объединения согласно требованиям СНиП III-4—86.

4.6. Знаки безопасности, установленные на территории производственных объектов, должны соответствовать ГОСТ 12.4.026—76 и ОСТ 51.55—79.

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

4.8. Перечень объектов, территорий и помещений, подлежащих оснащению охранной сигнализацией, для каждого подразделения устанавливается производственным объединением. Перечень объектов, оснащаемых охранной сигнализацией, подлежит пересмотру 1 раз в 3 года.

4.9. Поддержание охранной сигнализации в исправном состоянии, порядок и периодичность проверки устанавливаются производственным подразделением и возлагаются, как правило, на службу КИПиА.

4.10. Наличие утечек газа, конденсата, масла, воды, воздуха на территориях и в помещениях недопустимо. Порядок контроля должен устанавливаться производственным подразделением.

4.11. Территория, занимаемая объектами и сооружениями МГ, должна быть ограждена. Ограждения должны поддерживаться в исправном состоянии.

На ограждении при въезде должны быть надписи о названии и принадлежности объекта к производственному объединению

и его подразделению, а также другие надписи и обозначения в соответствии с требованиями Правил безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов и другими нормативными документами.

4.12. Ответственность за эксплуатацию территорий, зданий, сооружений в соответствии с требованиями настоящей главы возлагается на начальников цехов, участков приказом по подразделению.

4.13. На территории объектов магистральных газопроводов скорость движения транспортных средств ограничивается (5 км/ч).

4.14. Ко всем сооружениям и зданиям производственных объектов должен быть обеспечен проезд автотранспортных средств и специальной техники. Порядок проезда по территории объектов МГ (компрессорных станций, СПХГ, ГРС, расходомерных пунктов, узлов переключения и т. п.) определяется руководством подразделения, эксплуатирующего объект.

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

4.16. Здания и сооружения 2 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.

4.17. 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.

4.18. В первый год эксплуатации необходимо осуществлять наблюдение за осадкой фундаментов зданий и сооружений. В дальнейшем состояние фундаментов периодически контролируется визуально, при необходимости — инструментальными измерениями.

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

4.20. Фундаменты оборудования должны быть защищены

от воздействия на них масла, газового конденсата и других жидкостей.

4.21. 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.

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

4.23. 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.

4.24. Металлические конструкции зданий и сооружений должны быть защищены от коррозии (окрашены, изолированы); эффективность этой защиты должна контролироваться при осмотрах.

4.25. 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.

Глава 5
ГАЗОПРОВОДЫ

5.1. Трубы, применяемые для магистральных газопроводов и газопроводов технологической обвязки КС, СПХГ, ГРС, а также для аварийного запаса, должны соответствовать требованиям государственных стандартов (технических условий), Инструкции по применению труб в газовой и нефтяной промышленности в зависимости от рабочих параметров газопровода и окружающей среды при эксплуатации газопроводов и СНиП 2.05.06—85 «Магистральные трубопроводы». К газопроводам технологической обвязки относятся трубопроводы технологического, топливного, пускового и импульсного газа.

5.2. Запрещается для аварийного запаса и ремонта (кроме капитального) применение труб, не имеющих сертификатов или других документов, подтверждающих соответствие их требованиям стандартов (технических условий), а также при отсутствии маркировки на поверхности труб.

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

5.4. 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 ПО или его подразделениями.

5.5. Сварочно-монтажные работы на действующих или подвергающихся капитальному ремонту газопроводах должны выполняться в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

Выполнение сварочных работ на действующих газопроводах без выпуска газа запрещается.

5.6. Подключения к действующим газопроводам (монтаж отводов) должны выполняться в соответствии с проектом или технической документацией, утвержденной ПО. Конструктивные размеры узла врезки трубы (диаметр, толщина стенки, марка стали) должны соответствовать проекту и действующим нормативным документам.

5.7. Допускается подключение отводов к действующим газопроводам безогневым способом по технологии и технической документации, оформленной в установленном порядке.

5.8. При выявлении в процессе эксплуатации нарушений изоляционных покрытий и недопустимых коррозионных повреждений подземных газопроводов, линейной части, технологической обвязки КС, ГРС и СПХГ в зависимости от их технического состояния необходимо выполнить капитальный ремонт или провести переиспытание не реже 1 раза в 8 лет.

5.9. Принятые в эксплуатацию трубопроводы, не эксплуатировавшиеся в течение 6 мес, перед подачей в них транспортируемого газа должны быть подвергнуты повторным испытаниям на прочность и герметичность.

5.10. Запрещается подогревать газопроводы линейной части, технологической обвязки КС, ГРС и СПХГ открытым огнем с целью ликвидации гидратных пробок.

Глава 6

ТРУБОПРОВОДНАЯ АРМАТУРА

6.1. Требования настоящей главы распространяются на трубопроводную арматуру, устанавливаемую на линейной части, газопроводах технологической обвязки КС, СПХГ, ГРС, а также для аварийного запаса.

6.2. 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.

6.3. Краны на линейной части (линейные краны) и на многониточных переходах должны, как правило, иметь автоматы аварийного закрытия кранов (ААЗК), настроенные с учетом возможных изменений режима работы газопроводов.

6.4. Линейные краны должны быть оснащены техническими манометрами для измерения давления газа до кранов и после них.

6.5. Операции по управлению, техническому обслуживанию и ремонту арматуры должны проводиться в соответствии с требованиями инструкций заводов-изготовителей.

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

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

6.7. Запрещается установка запорной арматуры с рабочим давлением или температурой, не соответствующими параметрам транспортируемого газа.

6.8. 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.

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

6.10. Для кранов газопроводов в основном применяется дистанционное и местное пневмогидравлическое управление. Ручное управление допускается при отсутствии пневмогидравлического привода или при его отказе.

6.11. 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 центральной диспетчерской службой (ЦДС) ПО.

6.12. Перестановки затворов кранов на линейной части газопроводов, за исключением аварийных случаев, осуществляются только с разрешения ЦДС ПО или по ее распоряжению.

6.13. Запорные краны (кроме свечных и обводных) следует открывать после предварительного выравнивания давления газа до кранов и после них.

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

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

6.15. 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.

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

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

6.18. В каждом подразделении должен находиться аварийный запас запорной арматуры, соответствующий действующим нормам. Арматура аварийного запаса должна храниться на складе в законсервированном состоянии.

6.19. Затворы линейных кранов и кранов на перемычках 1 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 производственными объединениями.

6.20. Крановые площадки линейной части газопроводов внутри ограждений должны быть спланированы, защищены от залива поверхностными и грунтовыми водами и иметь, как правило, твердое покрытие (гравий, щебень и т. п.). К крановым площадкам должна быть предусмотрена возможность подъезда автомобильного или специального транспорта.

6.21. Нумерацию технологической арматуры на компрессорных станциях следует принимать согласно приложению 3, на линейной части — согласно приложению 4.

Глава 7

ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ, ГАЗОСНАБЖЕНИЕ, ВОДОСНАБЖЕНИЕ, ВЕНТИЛЯЦИЯ, КАНАЛИЗАЦИЯ

7.1. 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.

7.2. 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 и соответствующей нормативной документации Госгортехнадзора СССР.

7.3. 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.

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

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

7.6. 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 должны быть демонтированы.

7.7. 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.

7.8. Тепловые сети необходимо испытывать на расчетную температуру не реже 1 раза в два года. При этом проверяют все оборудование тепловых сетей и вводов.

7.9. Для надзора за состоянием подземных теплотрасс в местах, наиболее опасных в отношении наружной коррозии и увлажнения теплоизоляции, не реже 1 раза в 2 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.

7.10. 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.

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

7.12. Текущий ремонт тепловых сетей должен проводиться не реже 1 раза в год на основе результатов периодических осмотров, испытаний и шурфований по утвержденному графику.

7.13. 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.

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

7.15. Количество теплоты, отпускаемой сторонним потребителям по договорам, должно учитываться с помощью хозрасчетных приборов.

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

7.17. Вода, подаваемая на бытовые нужды, должна удовлетворять требованиям ГОСТ 2874—82. Периодичность и методы контроля воды, подаваемой на бытовые нужды, согласовывают с местными органами санитарного надзора.

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

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

7.20. Арматура, трубопроводы, сосуды с водой должны быть защищены от замерзания.

7.21. Резервуары для хранения воды должны подвергаться очистке 1 раз в год с последующим хлорированием.

7.22. Персонал, обслуживающий объекты водоснабжения, обязан проходить медосмотр в установленные Минздравом СССР сроки.

7.23. Вода, используемая в системе оборотного водоснабжения, должна соответствовать техническим условиям заводов — изготовителей оборудования.

7.24. Вода, используемая для подпитки в системе теплоснабжения, должна соответствовать нормам, установленным для тепловых сетей и оборудования.

7.25. На циркуляционных насосах, находящихся в резерве, задвижки должны быть постоянно открыты.

7.26. Введенные в эксплуатацию участки водопроводов и насосы для питьевой воды перед включением их в действующие коммуникации должны предварительно обрабатываться хлорной известью.

7.27. Воздушные ресиверы и предохранительные клапаны должны эксплуатироваться в соответствии с действующими правилами Гостехнадзора СССР.

7.28. Эксплуатация объектов водоснабжения должна осуществляться в соответствии с производственными инструкциями, разработанными подразделениями с учетом местных условий.

7.29. Эксплуатация газопроводов и оборудования низкого давления должна осуществляться в соответствии с требованиями Правил безопасности в газовом хозяйстве Госгортехнадзора СССР.

7.30. Газ, подаваемый в газопроводы низкого давления, должен быть одорирован.

7.31. Эксплуатация вентиляционных систем и установок должна удовлетворять требованиям настоящих Правил, Правил безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов и местным инструкциям.

7.32. Вентиляционные системы и установки должны эксплуатироваться в работоспособном состоянии и поддерживать в помещениях и рабочих зонах параметры воздушной среды (температура, влажность, запыленность, кратность воздухообмена, скорость воздуха) в соответствии с санитарными и технологическими требованиями.

7.33. 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 1 раза в год.

7.34. Система канализации производственных объектов должна соответствовать требованиям СНиП II-32—74 Канализация. Наружные сети и сооружения, СН 433—79. Инструкция по строительному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтяной и газовой промышленности, СН 245—71. Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий.

Оборудование и системы канализации должны быть испытаны и приняты в эксплуатацию.

7.35. Система канализации и очистные сооружения должны находиться в исправном состоянии и эксплуатироваться в соответствии с инструкциями, разрабатываемыми и утверждаемыми производственными подразделениями.

7.36. Газовый конденсат, нефтесодержащие стоки, ядовитые вещества нужно 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.

7.37. Ответственность за техническое состояние систем газо-, тепло- и водоснабжения, вентиляции и канализации возлагается на руководителей соответствующих цехов, участков, служб, групп бригад приказом по подразделению.

Раздел третий

ЛИНЕЙНАЯ ЧАСТЬ

Глава 8

ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

8.1. Требования настоящего раздела распространяются на линейную часть газопроводов, состоящую из газопровода (от места выхода с промысла подготовленного к дальнему транспорту газа) с ответвлениями и лупингами, запорной арматурой, переходами через естественные и искусственные препятствия, узлами подключения компрессорных станций, расходомерными пунктами, пунктами регулирования давления газа, узлами пуска и приема очистных устройств, конденсатосборников и устройств для ввода метанола; противоэрозионных и защитных сооружений, емкостей для хранения и разгазирования конденсата; дорог и вертолетных площадок, расположенных вдоль трассы газопровода, и подъезды к ним, опознавательных и сигнальных знаков местонахождения газопроводов.

8.2. Линейная часть (ЛЧ) магистрального газопровода должна обеспечивать транспортировку проектных или плановых объемов газа при выполнении следующих технологических операций:

очистка полости от твердых и жидких примесей пропуском очистных устройств или продувкой в зависимости от диаметра;

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

ввод ингибитора коррозии в полость газопровода с целью предотвращения коррозии внутренней поверхности;

перепуск газа между отдельными трубопроводами на многониточных системах или пересекающихся газопроводов, отключение и ввод в случае необходимости отдельных участков трубопроводов;

перепуск газа из системы в систему с различным рабочим давлением.

8.3. Эффективность и надежность эксплуатации линейной части должны обеспечиваться следующими мерами:

периодическим контролем состояния линейной части газопроводов, визуальными осмотрами и обследованиями с использованием технических средств;

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

поддержанием максимально возможной гидравлической эффективности;

своевременной модернизацией и реновацией морально устаревшего или изношенного оборудования;

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

своевременным предупреждением и ликвидацией отказов;

уведомлением руководителей организаций и населения о местонахождении газопровода и мерах безопасности.

Глава 9

ОФОРМЛЕНИЕ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ

9.1. Производственные объединения и подразделения обязаны принимать необходимые меры для обеспечения минимальных расстояний от газопроводов до населенных пунктов, отдельных промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений согласно приложению 5 (СНиП 2.05.06—85 «Магистральные трубопроводы»).

9.2. Разрешение на производство работ в охранных зонах магистральных газопроводов выдается производственным объединением.

Контроль за выполнением работ в охранных зонах и согласование на производство работ в зонах минимальных расстояний осуществляются подразделениями объединений, эксплуатирующими газопровод.

9.3. Производственные объединения и их подразделения, эксплуатирующие газопроводы, должны периодически оповещать предприятия, организации и население, находящиеся в районах прохождения газопроводов, о необходимости выполнения требований Правил охраны магистральных газопроводов.

Периодичность оповещения определяется производственным объединением и, как правило, приурочивается к сезонным сельскохозяйственным работам.

9.4. 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 500 м и на углах поворота газопроводов и с указанными на них километражем газопровода и фактической глубиной заложения труб. Если вдоль газопровода проходят воздушные линии связи, то для обозначения трассы газопровода можно использовать опоры связи с указанием на них километража, глубины заложения газопровода и расстояния от оси опоры связи до оси газопровода. Для обозначения мест закрепления трассы газопровода вместо железобетонных столбиков можно использовать контрольно-измерительные колонки КИК (пункты) катодной защиты. Километровые столбики должны быть окрашены в оранжевый цвет. На землях сельскохозяйственного назначения столбики устанавливают, как правило, на границах обрабатываемых земель, лесопосадок.

9.5. В местах пересечения газопроводов с автомобильными дорогами всех категорий устанавливают дорожные знаки «Осторожно, газопровод», «Остановка запрещена», запрещающие остановку транспорта на расстояниях от оси газопровода, определяемых требованиями приложения 5.

На многониточных системах газопроводов должна быть обозначена каждая нитка.

9.6. Установка знаков обозначений магистральных газопроводов должна оформляться совместными актами подразделений производственных объединений с землепользователями.

Дорожные знаки, запрещающие остановку транспорта вблизи места пересечения газопровода на расстояниях, указанных в приложении 5, устанавливает Госавтоинспекция по требованию организации, эксплуатирующей газопровод.

9.7. Места пересечения газопроводов с другими надземными и подземными коммуникациями должны обозначаться знаками «Газопровод высокого давления» (приложение 12).

9.8. Подводные переходы газопроводов через судоходные реки и каналы должны быть оборудованы знаками в соответствии с требованиями Устава внутреннего водного транспорта и иметь сигнальные огни, автоматически включающиеся в темное время суток.

9.9. Подводные переходы газопроводов через несудоходные преграды и овраги должны быть обозначены знаками обозначения трассы (приложение 13).

9.10. Знаки должны обеспечивать:

визуальное обнаружение газопровода при патрулировании любым способом;

определение местоположения газопровода при ведении любых 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 протяженности (в км) газопровода (для визуального поиска необходимых участков с воздуха) устанавливается с небольшим наклоном к горизонтали (не более 30°).

9.11. Все надземные переходы балочного типа должны быть оборудованы ограждениями, исключающими возможность перехода посторонних лиц по газопроводу, окрашены алюминиевой краской, иметь надписи и обозначения в соответствии с приложением 11 и дополнительной табличкой «Проход запрещен».

9.12. 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. На ограждении должен быть установлен знак (в соответствии с приложением) с дополнительной табличкой.

9.13. На всех участках магистрального газопровода, как правило, должна быть обеспечена возможность подъезда к любой точке газопровода для выполнения профилактических, ремонтных и аварийных работ.

9.14. Для обеспечения подъезда к любой точке на трассе

газопровода 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 устанавливаться указатели направления и расстояния объезда.

9.15. Трассу магистрального газопровода в пределах 3 м от оси крайнего газопровода в каждую сторону необходимо периодически расчищать от кустарника, древесной растительности и содержать в безопасном противопожарном состоянии.

9.16. 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.

Водопропуски газопроводов, проложенных в насыпях, дамбах, горах, должны поддерживаться в рабочем состоянии.

9.17. Эксплуатирующая организация (подразделение производственного объединения) совместно с заинтересованными организациями устанавливает места организованного переезда через газопроводы с целью исключения возможного их повреждения. Места переездов должны быть оформлены и оборудованы соответствующим образом.

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

9.19. Калитки ограждений площадок крановых узлов, узлов подключения, сбора конденсата, пуска и приема очистных устройств должны быть закрыты.

Глава 10
ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ

10.1. Техническое и методическое руководство эксплуатацией линейной части газопроводов в производственном объединении (на предприятии) осуществляют заместитель директора (начальника) по направлению деятельности и соответствующий производственный отдел объединения.

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

10.2. Основным производственным звеном подразделения по эксплуатации линейной части газопроводов и установленного на ней оборудования является линейная эксплуатационная служба. В зависимости от местных условий и технического состояния

газопроводов объединением могут предусматриваться другие организационные формы обслуживания.

10.3. ЛЭС должна обеспечить эффективную и безопасную эксплуатацию линейной части оборудования, сооружений при своевременном выполнении технического обслуживания и ремонта, поддержании в готовности к работе закрепленных механизмов и транспортных средств, хранении и пополнении неснижаемого и аварийного запасов труб, оборудования и материалов, ликвидации аварий и отказов в минимальные сроки, обеспечении герметичности газопроводов и оборудования, предотвращении загрязнений окружающей среды и своевременном ведении технической документации и отчетности.

10.4. В состав ЛЭС могут входить ремонтно-эксплуатационные пункты (РЭП) и промышленные площадки. РЭП организуются приказами производственных объединений 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.

10.5. Задачи, обязанности службы и ответственность начальника ЛЭС определяются положением о ЛЭС, которое разрабатывает подразделение, согласовывая с соответствующим производственным отделом объединения; утверждает положение руководитель подразделения.

10.6. 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.

10.7. 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 (КИПиА) и телемеханике.

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

10.9. ЛЭС должна выполнять работы по получению, хранению и заливке метанола в газопровод в соответствии с действующей инструкцией. Заливка метанола в газопровод должна осуществляться по распоряжению или разрешению ЦДС ПО.

10.10. ЛЭС должна выполнять работы по получению, транспортировке, хранению и своевременной заливке одоранта на ГРС и газораспределительных пунктах (ГРП) в соответствии

с инструкцией, разрабатываемой и утвержденной подразделением.

10.11. Технический надзор за качеством строительства, капитального ремонта, реконструкции и технического перевооружения объектов линейной части должен осуществляться, как правило, ЛЭС.

В отдельных случаях, определяемых объединением, обеспечение технического надзора может возлагаться на работников других предприятий или организаций.

10.12. Подключения к действующим газопроводам других газопроводов или объектов должны осуществляться ЛЭС или по распоряжению объединения другими подразделениями объединения. При необходимости для выполнения этих работ объединение привлекает сторонние организации. В последнем случае ЛЭС должно обеспечить отключение участка газопровода, выпуск газа, другие работы, исключающие подачу газа, образование взрывоопасной смеси или разлив конденсата в зоне работ. Работы должны выполняться в соответствии с Типовой инструкцией по безопасному ведению огневых работ на газовых объектах Мингазпрома СССР.

Глава 11

ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ

11.1. Техническое обслуживание и текущий ремонт должны осуществляться линейно-эксплуатационными службами по принадлежности объектов. Аварийно-восстановительные поезда могут быть использованы для технического обслуживания и ремонта по распоряжению производственного объединения. Руководство техническим обслуживанием и ремонтом осуществляется производственным отделом объединения.

11.2. Для выполнения специальных видов работ по техническому обслуживанию и ремонту могут привлекаться специализированные подразделения производственного объединения и других предприятий (объединений).

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

11.4. При плановом осмотре проверяют охранную зону и зону минимальных расстояний, переходы через водные преграды, 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, водопро-

пускные и другие сооружения, вдольтрассовые линии связи и электропередач, знаки обозначений трассы, знаки судоходной обстановки, а также пересечения газопроводов с коммуникациями сторонних организаций (ЛЭП, нефтепродуктопроводами и т. п.).

11.5. 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 газопровода.

11.6. Обнаруженные при осмотрах нарушения, повреждения и отказы должны регистрироваться в журнале осмотра линейной части газопроводов.

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.

11.7. Сроки проведения осмотров, их периодичность и объемы должны устанавливаться производственным объединением с учетом местных условий (наличие населенных пунктов, переходов), технического состояния газопровода и т. п.

11.8. Осмотры, как правило, выполняются с использованием транспортных средств: вертолетов, самолетов, автотранспорта или пешим обходом. Способы осмотров устанавливает объединение.

11.9. Обследования выполняются с применением технических средств и оборудования для оценки технического состояния, отдельных узлов, участков газопроводов или других объектов. В объем обследований, как правило, входит осмотр.

11.10. Программы и методики обследований разрабатываются объединением или специализированными организациями. Результаты обследования должны оформляться актами, которые должны храниться у лиц, ответственных за эксплуатацию объектов, и в производственном отделе объединения.

11.11. Участки газопроводов, расположенные на пересечениях, вблизи объектов, в зоне минимальных расстояний, указанных в приложении 5, табл. 3, а также вблизи охранных зон, шлейфов и технологических коммуникаций, должны обследоваться на обнаружение утечек не реже 1 раза в квартал.

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

11.12. Целью обследования являются:

уточнение размеров свищей и величин 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 приема и пуска очистных устройств, 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.

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

11.14. Техническое состояние опор, креплений, оснований фундаментов и других конструктивных элементов, мест входа и выхода газопровода в грунт на воздушных переходах, на узлах пуска и приема очистных устройств, на расходомерных пунктах определяют в соответствии с требованиями проекта и специальной инструкцией силами ЛЭС. При этом должен производиться тщательный осмотр наружной поверхности газопроводов.

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

11.15. Состояние водных переходов обследуют в соответствии с действующей нормативно-технической документацией специализированной организацией Мингазпрома СССР. Несудоходные переходы глубиной до 1,5 м (в межень) обследуются силами ЛЭС, как правило, в летний период. Периодичность обследований устанавливается ПО исходя из условий эксплуатации.

11.16. Глубину заложения подземных газопроводов определяет ЛЭС в местах возможных изменений рельефа местности: оползней, размывов, просадки грунта и т. п.

Обследования газопроводов, проложенных в горных местностях, должны включать осмотр оползневых мест вблизи газопроводов и компенсаторов.

11.17. Участки газопроводов, проложенных в подвижных песках и дамбах, обследуют 1 раз в год.

11.18. По результатам обследований ЛЭС составляет график выполнения ремонтных работ. Работы, требующие отключения участков газопроводов и ГРС, планируются производственным объединением по заявкам подразделений.

11.19. В ходе обследований проверяют водопропускные сооружения и устройства, периодически подтопляемые территории, прилегающие к газопроводам, состояние откосов, каменных на-

бросов и облицовок в местах переходов и пересечений с водными преградами и оврагами, места возможных размывов.

11.20. Текущим ремонтом следует считать работы по поддержанию линейной части и ее оборудования в исправном состоянии, работы по повышению надежности и безопасности эксплуатации, аварийно-восстановительные работы.

11.21. В объем работ по текущему ремонту 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.

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

11.23. 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 производственным объединением.

11.24. Работы по текущему ремонту должны включать:

восстановление обозначения трассы;

ремонт изоляционных покрытий газопровода протяженностью до 500 м и оборудования;

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 аварийным запасам труб;

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

закрепление подвижных песков;

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

восстановление предусмотренной проектом или инструкцией обваловки, пересыпки в неразрешенных местах переездов и пересечений;

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, всплытий, гофр, ремонт фундаментов, опор, креплений и других конструктивных элементов воздушных переходов, надземных участков газопроводов, камер пуска и приема конденсатосборников, узлов сбора и хранения загрязнений, 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.

11.25. Закрепление песков должно осуществляться одним из следующих методов: механическими средствами; органическими и неорганическими фиксаторами (нерозином, отходами нефтепродуктов, глинами, цементными растворами и т. п.); биологическими фиксаторами путем высадки растений для закрепления грунта;

комбинированным способом с закреплением песков органическими или неорганическими фиксаторами.

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

11.27. Ремонт изоляционных покрытий в месте выхода газопровода из грунта на расстоянии не менее 1,5 м должен осуществляться не реже 1 раза в 3 года.

11.28. Необходимость и сроки выполнения капитального ремонта линейной части газопроводов и их участков определяет объединение по результатам осмотра, обследований, прогнозируемым режимам транспортировки газа, установленным предельным рабочим давлениям, анализом эксплуатационной надежности, местным условиям и требованиям безопасности.

11.29. Капитальный ремонт подводных переходов осуществляется в соответствии с действующей нормативно-технической документацией силами специализированных предприятий (организаций) Мингазпрома СССР или Миннефтегазстроя СССР. Капитальный ремонт подводных переходов рек и ручьев глубиной (в межень) до 1,5 м может быть выполнен силами производственных объединений.

11.30. Капитальный ремонт линейной части осуществляется в соответствии с действующими Правилами капитального ремонта магистральных газопроводов и другими нормативными документами.

11.31. Для сигнализации и защиты магистральных газопроводов от превышения давления системы автоматической защиты на КС должны устанавливаться следующие значения превышения давления: сигнализации — 0,05—0,1 МПа (0,5—1 ати), защиты 0,1—0,15 МПа (1—1,5 ати).

11.32. Оборудование для очистки полости газопровода должно обеспечивать выполнение необходимых технологических операций по пуску и приему очистного устройства, контролю за прохождением его по участку, сбору и хранению выносимых из газопровода загрязнений.

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

11.34. Очистка полости газопровода должна выполняться по специальной инструкции, разрабатываемой производственным объединением, которая должна предусматривать: организацию работ по пропуску очистного устройства; технологию пуска и приема очистного устройства; методы и средства контроля за прохождением очистного устройства; требования безопасности и противопожарные мероприятия.

11.35. Сроки и периодичность пропуска очистных устройств определяют исходя из фактического гидравлического состояния участков газопровода ЦДС объединения.

11.36. Ограждения, сооружения для сбора и хранения конденсата должны быть исправными и исключать доступ посторонних лиц. На ограждении должны вывешиваться предупредительные плакаты и надписи.

11.37. 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 ПО.

11.38. 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 на 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.

Глава 12

ТРАНСПОРТНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА

12.1. Линейная эксплуатационная служба должна быть оснащена транспортом и механизмами с учетом нормативного табеля оснащения ЛЭС магистральных газопроводов.

12.2. Приказом по подразделению, согласованному с ПО, все транспортные средства, ремонтно-строительные механизмы и машины должны быть разделены на хозяйственные, аварийные

и для ремонтно-профилактических работ и закреплены персонально за работниками ЛЭС, которые несут ответственность за содержание их в исправном состоянии, укомплектованность и постоянную готовность к использованию по назначению.

12.3. Аварийные автомобили оснащаются оборудованием, материалами, инструментом и инвентарем в соответствии с перечнем, утвержденным руководством ПО, применительно к местным условиям.

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

12.5. Порядок использования аварийной техники для выполнения профилактических, хозяйственных и других работ устанавливается производственным объединением.

Глава 13
АВАРИЙНЫЙ ЗАПАС

13.1. Аварийный запас труб, оборудования, соединительных деталей, горючесмазочных и других материалов предназначен и должен использоваться для ликвидации аварий. Аварийный запас может по распоряжению ПО использоваться при переиспытаниях газопроводов и для текущего ремонта.

13.2. Аварийный запас труб, оборудования, соединительных деталей, горючесмазочных и других материалов должен систематически пополняться и соответствовать действующим нормам аварийного запаса.

Порядок пополнения, хранения, учета и отчетности подразделений по использованию аварийного запаса труб устанавливается ПО.

13.3. Марки и толщины стенок труб аварийного запаса должны соответствовать аналогичным параметрам эксплуатируемых труб.

13.4. 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.

13.5. Периодически, но не реже чем 2 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.

13.6. Аварийный запас арматуры, соединительных деталей, пригрузов, материалов должен храниться в подразделениях объединения. Номенклатура и объемы запасов устанавливаются производственным объединением для каждого подразделения с учетом потребностей КС, СПХГ и ГРС.

13.7. Трубы, соединительные детали, электроды, изоляционные материалы аварийного запаса должны иметь документы

(сертификаты, паспорта), подтверждающие возможность их применения на магистральных газопроводах.

13.8. Изоляционные покрытия, используемые на газопроводах, должны иметь сертификат с указанием марки покрытия, партии, срока и схемы его нанесения (для труб, изолируемых в условиях трассы), предельной температуры эксплуатации. Эти данные необходимы для оценки изменения свойств покрытия в процессе эксплуатации и должны храниться в подразделении.

13.9. Трубы аварийного запаса должны иметь на внутренней поверхности маркировку, содержащую данные об их длине, диаметре, толщине стенки и марке стали.

Глава 14

ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

копии актов отвода земельных участков под трассу газопровода, РЭП, дома линейных ремонтеров и других сооружений, обслуживаемых ЛЭС;

исполнительную техническую документацию на линейную часть газопровода;

схемы обслуживаемого 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, подводные переходы;

паспорта основного оборудования и сосуды, работающие под давлением;

заводские инструкции на аварийную технику;

другую нормативно-техническую документацию, установленную объединением.

14.2. Служба ЛЭС должна иметь также 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 и применению метанола и одоранта; акты технического обследования и испытаний газопроводов и оборудования; нормативно-справочную базу данных (при наличии соответствующих вычислительных средств).

Раздел четвертый

КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ

Глава 15

ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

15.1. 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.

15.2. Эффективность, надежность, безопасность и экономичность оборудования КС должны обеспечиваться постоянным или периодическим контролем технического состояния оборудования визуально, по показаниям штатной контрольно-измерительной аппаратуры и с помощью технических средств диагностики; поддержанием оборудования и коммуникаций в исправном состоянии; оптимальным режимом работы технологических установок КС; модернизацией или реновацией морально или физически устаревшего оборудования.

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

15.4. Изменения в конструкции оборудования КС, проводимые в порядке модернизации, должны проводиться на основе бюллетеней предприятий — изготовителей (разработчиков) изделий, информационных и циркуляционных писем, рационализаторских предложений и других технических 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.

15.5. 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.

15.6. Качество газа, масел, смазок, охлаждающих жидкостей, технической и питьевой воды, загазованности рабочих зон контролирует эксплуатационный персонал в соответствии с производственными инструкциями.

Периодичность и порядок контроля устанавливает производственное подразделение или объединение.

Глава 16
ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ

16.1. Основными задачами персонала, осуществляющего эксплуатацию и ремонт оборудования, систем и сооружений КС, являются:

обеспечение бесперебойного технологического процесса очистки, компримирования и охлаждения газа;

обеспечение надежности, эффективности, экономичности и безопасности оборудования и систем КС;

обеспечение исправного состояния производственных зданий, сооружений, территории;

выполнение заданного режима компримирования газа;

защита окружающей среды и людей от опасных и вредных производственных факторов.

16.2. Производственные объекты, оборудование и коммуникации КС эксплуатируются службами (участками):

газокомпрессорной — основное 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, утвержденными производственными объединениями.

16.3. Эксплуатационные службы должны принимать меры по обеспечению минимальных расстояний от КС до объектов, зданий и сооружений согласно приложению 6, СНиП 2.05.06—85. Магистральные трубопроводы.

Глава 17
ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ

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

17.2. Система технического обслуживания и ремонта должна предусматривать:

периодическое техническое обслуживание при работе под нагрузкой;

техническое обслуживание после назначенного числа часов работы под нагрузкой;

техническое обслуживание и (или) текущий ремонт после назначенного числа часов работы на остановленном оборудовании;

техническое обслуживание оборудования и систем, находящихся в резерве;

планово-предупредительные (средние, капитальные) ремонты; аварийно-восстановительные ремонты.

17.3. Периодичность и объемы технического обслуживания и ремонта определяются подразделением с учетом технического состояния оборудования и требований эксплуатационной и ремонтной документацией предприятий—изготовителей оборудования.

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

17.5. 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.

17.6. Планы и графики ремонтов составляет производственное объединение и согласовывает с ремонтной организацией.

17.7. Компрессорный цех в плановом порядке 1 раз в год должен быть остановлен (в летнее время) на срок до 48 ч для выполнения ремонтно-профилактических работ по подготовке оборудования к осенне-зимней эксплуатации.

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

17.9. Повышение надежности транспортировки газа и сокращение времени аварийно-восстановительного ремонта оборудования КС должны обеспечиваться созданием и поддержанием неснижаемых запасов материалов и запасных частей.

Глава 18

КОМПРЕССОРНЫЙ ЦЕХ

18.1. Оборудование, установки и системы компрессорного цеха (КЦ) должны эксплуатироваться в соответствии с производственными инструкциями, составленными на основе инструк-

ций по эксплуатации заводов—изготовителей оборудования, Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭ, ЭП), Правил безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов (ПБЭ МГ), типовых инструкций специализированных организаций Мингазпрома СССР и других нормативных документов.

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

18.3. Все операции, связанные с пуском или остановкой 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.

18.4. При обслуживании ГПА оперативный персонал обязан поддерживать заданный 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 (защита должна срабатывать при повышении давления на 0,15 МПа выше разрешенного);

не допускать температуру газа на выходе КЦ выше предельно допустимой регулированием режима работающих установок охлаждения, изменением режима работы ГПА или газопровода;

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 плановой остановке 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;

предупреждать возможность обледенения всасывающего тракта ГТУ своевременным включением, регулированием и контролем работы противообледенительной системы;

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

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;

обеспечивать эффективную работу установок очистки газа с целью предотвращения эрозионного износа и загрязнения элементов нагнетателей включением необходимого числа аппаратов, периодическим их дренажом, 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 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.

18.5. Компрессорный цех должен быть аварийно остановлен с отключением от газопровода и выпуском газа из технологических коммуникаций в случаях: при пожаре в здании (укрытии); при разрыве газопроводов высокого давления или значительных выбросов газа; при пожаре на установках очистки, охлаждения газа и коммуникациях; во время стихийных бедствий, создающих угрозу оборудованию и жизни людей (наводнение, землетрясение и др.).

18.6. Автоматическая остановка ГПА и аварийная 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.

18.7. 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 нормально.

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

18.9. В случае вынужденной или аварийной остановки необходимо выяснить причину и до ее устранения не запускать данный агрегат.

18.10. Нахождение ГПА в состоянии «резерв» или «горячий резерв» устанавливается диспетчерской службой ПО.

На агрегате в состоянии «горячий резерв» должны быть выполнены и непрерывно поддерживаться все предпусковые условия, которые обеспечивают его немедленный автоматический запуск от кнопки «пуск» или по сигналу АСУ ТП.

На агрегате в состоянии «резерв» должно проводиться техническое обслуживание. Порядок его проведения должен обеспечивать при необходимости пуск ГПА не позднее чем через 2 ч после поступления команды.

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

резервные и аварийные источники электроснабжения не реже 1 раза в месяц;

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 их эксплуатации;

система аварийного отключения КС — при плановой остановке цеха по п. 17.7.

Кроме этого, должна проверяться автоматическая защита цеха от повышения давления газа на выходе — 1 раз в месяц, от снижения давления топливного газа — 1 раз в месяц, сигнализация загазованности и аварийного включения вентиляции — 1 раз в месяц.

18.12. Все системы и оборудование КЦ в установленные сроки должны подвергаться предусмотренным Правилами и техническими инструкциями гидравлическим, пневматическим, элект-

рическим и другим необходимым испытаниям, а также осмотрам и проверкам.

18.13. Продолжительность комплексного опробования всех систем и технологического оборудования КЦ устанавливается заказчиком. Приемка их в эксплуатацию производится, как правило, только после непрерывной наработки в течение 72 ч.

Глава 19
УСТАНОВКА ОЧИСТКИ ГАЗА

19.1. Установки очистки газа эксплуатируют в соответствии с производственной инструкцией, составленной на основе инструкций заводов — изготовителей оборудования, Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, и настоящих Правил.

19.2. Техническое обслуживание установки очистки газа должно включать:

внешний осмотр оборудования и коммуникаций;

включение в работу и выключение из работы аппаратов очистки;

контроль перепада давлений на входе и выходе установки;

контроль уровня жидкости в аппаратах;

включение, выключение и контроль работоспособности устройств подогрева и дренажа;

дренирование (продувка) из аппаратов отсепарированных шлама и конденсата;

контроль утечек газа, их устранение.

Периодичность выполнения указанных операций определяется техническим состоянием оборудования, степенью автоматизации, качеством газа и т. п.

При продувках их частота и продолжительность должны обеспечивать минимальные затраты природного газа.

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

19.4. Число аппаратов, включаемых в работу, определяется в зависимости от расхода газа по их техническим характеристикам.

19.5. Работа аппаратов очистки с перепадом давления, превышающим допустимое, запрещается.

19.6. Порядок и периодичность технических освидетельствований аппаратов должен соответствовать правилам Госгортехнадзора СССР.

19.7. Периодически, но не реже 1 раза в год, одновременно с плановой остановкой КС или с очередным техническим освидетельствованием должны производиться осмотр с целью определения работоспособности сепарационных (циклонных) элементов, трубных досок, других элементов аппарата и очистка его от загрязнений.

19.8. В соответствии со специальной инструкцией необходим

ежегодный контроль неразрушающими методами толщин стенок входных, выходных и дренажных трубопроводов в эрозионно-опасных местах (тройники, отводы и другие соединительные детали). Результаты контроля должны фиксироваться актами.

Глава 20
УСТАНОВКА ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗА

20.1. Эксплуатация установки охлаждения газа (аппарат воздушного охлаждения — АВО) должна проводиться в соответствии с производственной инструкцией, составленной на основе инструкции заводов — изготовителей оборудования и настоящих Правил.

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

Температура газа на выходе АВО должна поддерживаться оперативным персоналом в заданных пределах.

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

20.4. Техническое обслуживание установки охлаждения газа должно включать:

внешний осмотр оборудования и коммуникаций, обнаружение утечек газа;

контроль и регистрацию температуры газа на выходе установки;

контроль перепада давлений газа.

Периодичность выполнения указанных операций определяется техническим состоянием, степенью автоматизации, но не реже 1 раза в сутки.

20.5. 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 ПО должен быть изменен режим работы КС.

20.6. В случае возрастания перепада давлений газа на установке выше установленного должен быть открыт запорный кран на обводном газопроводе установки и приняты меры по поочередной остановке и очистке загрязненных аппаратов.

20.7. Не реже 1 раза в год должны производиться наружный осмотр аппаратов воздушного охлаждения с целью определения работоспособности трубных пучков, вентиляторов и очистка от загрязнений.

20.8. В соответствии со специальной инструкцией необходим

ежегодный контроль неразрушающими методами толщин стенок выходных и входных трубопроводов в эрозионно-опасных местах (тройники, отводы и другие соединительные детали). Результаты контроля должны фиксироваться в актах.

Глава 21

СИСТЕМЫ ТОПЛИВНОГО, ПУСКОВОГО И ИМПУЛЬСНОГО ГАЗА

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

21.2. Системы эксплуатируют в соответствии с производственной инструкцией, разрабатываемой подразделением, с учетом инструкции по эксплуатации заводов — изготовителей оборудования и настоящих Правил.

21.3. При эксплуатации систем необходимо:

контролировать давление в системах и при необходимости производить настройку регуляторов;

осуществлять периодические (не реже 1 раза в год) проверку и регулировку предохранительных клапанов;

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;

своевременно выявлять и устранять утечки газа;

измерять и регистрировать расход газа;

в соответствии с утвержденным графиком производить осмотр, чистку, ремонт и испытание оборудования.

Глава 22

МАСЛОСНАБЖЕНИЕ

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

22.2. 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 Мингазпромом СССР) — не менее шестимесячного расхода;

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

других масел — не менее двухмесячного расхода.

22.3. 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.

22.4. 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.

22.5. Периодичность анализа и контроля определяется производственным объединением.

Глава 23
ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

23.1. На каждой компрессорной станции должны быть:

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

структурные, функциональные принципиальные и другие необходимые схемы станционных систем;

производственные инструкции 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 объединением и подразделением.

23.2. Перечень, формы и сроки представления отчетной документации определяются ПО.

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

Раздел пятый

СТАНЦИИ ПОДЗЕМНОГО ХРАНЕНИЯ ГАЗА

Глава 24

ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

24.1. Станции подземного хранения газа (СПХГ) являются составной частью единой системы газоснабжения страны и предназначены для регулирования неравномерности газопотребления и образования долгосрочного и оперативного резервов газа.

24.2. На СПХГ осуществляются приемка, закачка и отбор газа. При эксплуатации сооружений и оборудования СПХГ, выполнении контрольно-профилактических мероприятий необходимо учитывать требования по охране недр, противофонтанной и противопожарной безопасности и настоящих Правил.

24.3. СПХГ должны быть приняты в эксплуатацию и эксплуатироваться в соответствии с Правилами создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в пористых пластах и Правилами приемки в эксплуатацию объектов обустройства нефтяных и газовых месторождений, настоящими Правилами и другими нормативными документами.

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

24.5. Выявленные при опытно-промышленной эксплуатации утечки газа должны быть устранены.

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

Глава 25

ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ

25.1. Техническое и методическое руководство эксплуатацией СПХГ осуществляет производственное объединение (геологическая служба и отдел ПХГ).

Техническое и методическое руководство эксплуатацией конкретных СПХГ должно осуществляться руководством СПХГ в соответствии с установленным распределением обязанностей.

Непосредственное руководство эксплуатацией оборудования и сооружений СПХГ осуществляют начальники служб и других подразделений СПХГ.

25.2. Эксплуатация ПХГ должна осуществляться в соответствии с Правилами создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в пористых пластах, а другое оборудование — в соответствии с требованиями настоящих Правил и другой действующей нормативно-технической документации.

25.3. Эксплуатационный персонал СПХГ несет ответственность за соблюдение режима эксплуатации ПХГ, подготовку скважин к проведению запланированных гидродинамических и геофизических промысловых исследований, за своевременное выполнение технического обслуживания ремонта оборудования и скважин; за выполнение мероприятий по охране недр и окружающей среды, охране труда, противофонтанной и противопожарной безопасности.

25.4. Эксплуатация ПХГ без геологического обеспечения и контроля в соответствии с Положением о геологической службе Мингазпрома СССР не допускается.

Глава 26
ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ

26.1. Периодичность технического обслуживания и ремонта сооружений и оборудования устанавливается руководством СПХГ по согласованию с ПО и в соответствии с действующими нормативными документами.

26.2. Разработчик технологического проекта совместно с геологической службой СПХГ должен осуществлять контроль технологических параметров эксплуатации ПХГ и проводить специальные промысловые исследования по увеличению производительности нагнетательных и эксплуатационных скважин и увеличению активного объема газа в хранилище, а также снижению затрат газа на технологические операции.

26.3. Для опытно-промышленной и промышленной эксплуатации ПХГ на каждый период закачки и отбора газа должна быть составлена и утверждена в Мингазпроме СССР технологическая карта работы хранилища.

26.4. Отклонения режимов работы СПХГ от утвержденных технологических карт должны согласовываться с ЦДУ ЕСГ СССР и автором технологического проекта.

26.5. При эксплуатации ПХГ необходим контроль герметичности затрубного пространства нагнетательных, эксплуатационных, поглотительных, наблюдательных и контрольных скважин.

Контроль должен осуществляться геофизическими и другими методами исследований: нейтронный гамма-каротаж, газометрия, термометрия и т. п.

Периодичность и порядок исследований определяются геологической службой СПХГ и утверждаются ПО.

Давление в газонасыщенной части пласта-коллектора нужно измерять ежедневно по нескольким скважинам с определением среднего его значения.

26.6. С целью определения размеров газоносной зоны необходимо измерять пластовые давления в наблюдательных скважинах. Для контроля герметичности пласта-покрышки в процессе эксплуатации должны осуществляться измерения давления (уровня) воды в контрольных скважинах. Порядок и периодич-

ность выполнения указанных работ устанавливаются геологической службой СПХГ по согласованию с ПО.

26.7. За эксплуатацией нагнетательных и эксплуатационных скважин должен осуществляться контроль, включающий измерение расхода газа, количества и состава жидкости, количества механических примесей и температуры газа.

26.8. Для определения профиля приемистости в неоднородных пластах-коллекторах должен определяться расход газа и жидкости по нагнетательным, эксплуатационным и поглотительным скважинам глубинными дебитомерами.

26.9. Основные параметры работы эксплуатационных, нагнетательных, поглотительных и наблюдательных скважин и результаты измерений давления (уровня) по контрольным скважинам должны регистрироваться в сменных оперативных на ГРП и сводных журналах геологической службы СПХГ.

26.10. Скважины, не соответствующие по приемистости и продуктивности или находящиеся в аварийном состоянии, подлежат текущему или капитальному ремонту.

Для ремонта скважин организуются специальные службы (подразделения) подземного ремонта скважин.

26.11. К текущему ремонту скважин относятся следующие основные работы:

ликвидация межколонных газопроявлений;

обработка призабойной зоны поверхностно-активными веществами (ПАВ);

промывка скважин;

геофизические исследования с глушением скважин;

закачка в стволы скважин незамерзающей жидкости и др.

Текущий ремонт иных объектов, сооружений и оборудования осуществляется в соответствии с требованиями других разделов настоящих Правил.

26.12. К работам капитального ремонта скважин относятся следующие:

ремонтно-изоляционные работы (изоляция отдельных обводненных интервалов пласта-коллектора, исправление негерметичности цементного кольца);

устранение негерметичности эксплуатационной колонны;

крепление слабосцементированных пород в призабойной зоне пласта-коллектора;

замена (установка) забойного оборудования (пакера, фильтра) или восстановление его работоспособности;

устранение аварий, допущенных при эксплуатации и ремонте (очистка ствола скважин, извлечение лифтовых труб с пакерным устройством);

перевод скважин на другие горизонты;

перевод скважин из категории в категорию по назначению (например, из наблюдательной в эксплуатационную);

ремонт разгрузочных и поглотительных скважин;

увеличение (восстановление) производительности скважин

(проведение кислотной обработки, гидроразрыва, пескоструйной перфорации, виброобработка призабойной зоны, промывка призабойной зоны растворителями, обработка призабойной зоны полимерами и смолами);

ликвидация песчаных пробок;

ликвидация и консервация скважин;

разбуривание цементных мостов в скважинах;

переопрессовка эксплуатационных колонн;

замена фонтанной арматуры;

замена резиновых элементов колонных головок фонтанной арматуры.

Скважины, подлежащие капитальному ремонту, принимаются службой (подразделением) по подземному ремонту скважин по акту от геологической службы СПХГ.

26.13. Службы (подразделения) по подземному ремонту скважин СПХГ или производственных объединений выполняют работы по техническому плану и проекту, составленному геологической службой СПХГ и утвержденному руководством СПХГ или вышестоящей организацией.

В отдельных случаях, связанных с изменением конструкции или назначения скважины, применением опытных средств, новой технологии и техники ремонтных работ, планы и проекты перед утверждением согласовываются с разработчиком технологического проекта и при необходимости с Госгортехнадзором СССР.

26.14. Персонал СПХГ, выполняющий подземный ремонт скважин, должен руководствоваться соответствующими инструкциями и регламентирующими документами по капитальному ремонту скважин и добыче газа, а также по фонтанной и газовой безопасности.

26.15. Обслуживание фонтанной арматуры, находящейся в эксплуатации, должно производиться двумя операторами, один из которых должен находиться за пределами ограждения скважины.

26.16. При обслуживании фонтанной арматуры необходимо:

своевременно ликвидировать пропуски и утечки газа;

для проверки плавности хода затвора задвижек, находящихся в открытом положении, необходимо периодически производить разгон шпинделя на два-три оборота с возвращением его в исходное положение;

контролировать укомплектованность фонтанной арматуры приводами-штурвалами;

проверять исправность приводного устройства;

при необходимости дополнять сальниковую набивку или смазку;

смазывать резьбовые соединения.

Все дефекты и неисправности в фонтанной арматуре, выявленные в процессе осмотра и эксплуатации, должны заноситься в соответствующий журнал газопромыслового цеха и своевременно устраняться. Периодичность осмотра и технического об-

служивания устанавливается отделом ПХГ ПО.

26.17. Для технического обслуживания фонтанной арматуры на устье скважины должна быть смонтирована рабочая площадка с ограждением и стационарной лестницей с перилами.

26.18. Трубопроводы фонтанной арматуры, расположенные на высоте, должны быть надежно закреплены.

26.19. В случае обмерзания фонтанной арматуры ее необходимо обогреть снаружи паром, горячей водой или залить в нее ингибитор.

26.20. При продувке скважин и периодических их исследованиях необходимо руководствоваться соответствующими инструкциями и программой проведения работ, утвержденной руководством СПХГ.

26.21. Пуск в работу установок и аппаратуры, находящихся под давлением или электрическим напряжением, должен проводиться после проверки исправности и герметичности всего оборудования, коммуникаций, КИП, арматуры, а также после тщательной очистки, промывки и продувки аппаратуры, шлейфов и других промысловых газопроводов.

Давление газа в аппаратах и трубопроводах следует увеличивать постепенно, в соответствии с рабочими инструкциями по пуску установок.

26.22. При остановке системы осушки и очистки газа на длительное время должны быть приняты меры для защиты трубопроводов, аппаратов от размораживания в зимний период, от образования взрыво- и пожароопасных смесей.

26.23. Порядок промывки, продувки, чистки и ремонта оборудования должен быть определен специальной инструкцией, утвержденной производственным объединением.

26.24. Порядок эксплуатации СПХГ с извлечением из пластов газового конденсата и нефти должен определяться ПО.

26.25. В случае образования скоплений газа в вышезалегающих пластах-коллекторах вследствие утечек его из ПХГ необходимо выявить причины утечек, принять меры к локализации и предотвращению дальнейшей миграции газа и увеличению объема его скоплений.

Если скопления газа угрожают нормальной эксплуатации СПХГ или ближайшим предприятиям и населенным пунктам, необходимо вывести эти скопления с помощью специально пробуренных разгрузочных скважин до полного снижения давления в них. Газ разгрузочных скважин по возможности подлежит использованию.

Глава 27

ОЧИСТКА И ОСУШКА ГАЗА

27.1. Осушка и очистка газа на СПХГ от жидких и твердых механических примесей осуществляются в соответствии с требованиями ГОСТ 5242—87.

27.2. Оборудование для осушки и очистки газа на СПХГ необходимо эксплуатировать в соответствии с инструкцией, составленной производственным объединением на основе инструкций заводов — изготовителей оборудования, Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, и настоящих Правил.

27.3. В процессе эксплуатации оборудования очистки газа необходимо периодически удалять в дренажные емкости скопившиеся примеси и учитывать их количество, контролировать давление газа и температуру в оборудовании и аппаратах.

Глава 28
ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

28.1. СПХГ должна иметь следующую документацию:

горный отвод, земельный отвод (под трассу газопроводов-отводов, КС, скважины и подъезды к скважинам, объектам и сооружениям);

ситуационный план СПХГ, на который наносятся нагнетательные, эксплуатационные, поглотительные, наблюдательные, геофизические, контрольные и разгрузочные скважины, а также шлейфы и внутрипромысловые трубопроводы с ГРП и КС и проезды к скважинам хранилища и другие подземные коммуникации;

структурные карты пласта-коллектора ПХГ, профили геологического строения площади (по двум основным осям складки);

планы промышленных площадок, включая КС, ГРП, с наземными и подземными коммуникациями;

исполнительная техническая документация и сооружения СПХГ;

паспорта фонтанной арматуры, скважин, находящихся на балансе СПХГ, скважин других организаций, находящиеся у СПХГ на сохранении, включая ликвидированные скважины;

технологический проект создания и эксплуатации ПХГ, а также дополнения и изменения, внесенные в проект в ходе создания и эксплуатации хранилища;

инструкции по обслуживанию оборудования;

должностные инструкции;

другую документацию на технологическое оборудование и сооружения в соответствии с настоящими Правилами;

другую оперативную и нормативно-техническую документацию, установленную ПО;

при наличии АСУ на СПХГ банк данных по эксплуатации СПХГ.

Раздел шестой

ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СТАНЦИИ

Глава 29

ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

29.1. Газораспределительные станции (ГРС) должны обеспечивать подачу потребителям (предприятиям и населенным пунктам) газа обусловленного количества с определенным давлением, степенью очистки и одоризации.

На ГРС осуществляются основные технологические процессы: очистка от твердых и жидких примесей; снижение давления (редуцирование); одоризация; учет количества.

29.2. Надежность и безопасность эксплуатации ГРС должны обеспечиваться:

периодическим контролем состояния технологического оборудования и систем;

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

своевременной модернизацией и реновацией морально и физически изношенных оборудования и систем;

соблюдением требований к зоне минимальных расстояний до населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений (приложение 6);

своевременным предупреждением и ликвидацией отказов.

29.3. Ввод в эксплуатацию ГРС после строительства, реконструкции и модернизации без выполнения пуско-наладочных работ запрещается.

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

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

отключение вышедшей из строя редуцирующей нитки;

сигнализацию о переключении редуцирующих ниток.

29.5. Каждая ГРС должна быть остановлена 1 раз в год для выполнения ремонтно-профилактических работ.

29.6. Порядок допуска на ГРС посторонних лиц и въезд транспорта определяются подразделением производственного объединения.

29.7. При въезде на территорию ГРС должен устанавливаться знак с названием (номером) ГРС, указанием принадлежности ее подразделению и производственному объединению, должности и фамилии лица, ответственного за эксплуатацию ГРС.

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

Глава 30

ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ

30.1. Техническое и методическое руководство эксплуатацией газораспределительных станций в производственном объединении осуществляет соответствующий производственный отдел.

Техническое и административное руководство эксплуатацией газораспределительных станций в подразделении осуществляет руководитель подразделения в соответствии с установленным распределением обязанностей.

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

30.2. Эксплуатация, текущий и капитальный ремонт, реконструкция и модернизация оборудования и систем, технический надзор должны, как правило, осуществляться:

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

службой КИПиА — контрольно-измерительных приборов, телемеханики, автоматики и сигнализации, расходомерных пунктов;

службой (участком) электрохимзащиты — оборудования и устройств электрохимзащиты, электроснабжения, освещения, молниезащиты, заземления;

службой (участком) связи — средств связи.

Распределение обязанностей между службами может быть скорректировано ПО исходя из структуры объединения и местных особенностей.

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

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

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

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

30.6. Изменение давления на выходе ГРС производится оператором только по распоряжению диспетчера подразделения с соответствующей записью в журнале оператора.

30.7. ГРС должна быть остановлена (приняты меры по за-

крытию 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; по требованию потребителя.

30.8. 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 объединением по согласованию с местными органами Главгосгазнадзора СССР.

30.9. Периодичность и порядок изменения и проверки предохранительных клапанов должны предусматриваться в инструкции по эксплуатации ГРС.

30.10. Устройства 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.

30.11. Системы контроля загазованности на ГРС должны поддерживаться в исправном состоянии. Порядок и периодичность проверки настройки этих систем определяется инструкцией по эксплуатации ГРС.

30.12. Запорная арматура на обводной линии ГРС должна быть закрыта и опломбирована. Работа ГРС по обводной линии допускается только в исключительных случаях при выполнении ремонтных работ и аварийных ситуациях.

При работе по обводной линии обязательны постоянное присутствие оператора на ГРС и непрерывная регистрация выходного давления.

Перевод ГРС на работу по обводной линии должен регистрироваться в журнале оператора.

30.13. Порядок и периодичность удаления загрязнений (жидкости) из устройств очистки газа определяется подразделением ПО. При этом должны соблюдаться требования защиты окружающей среды, санитарной и пожарной безопасности, а также исключено попадание загрязнений в сети потребителей.

30.14. Газ, подаваемый потребителям, должен быть одорирован в соответствии с требованиями ГОСТ 5542—87. В отдельных случаях, определяемых договорами на поставку газа потребителям, одоризация не производится.

Газ, подаваемый на собственные нужды ГРС (отопление, дом оператора и т. д.), должен быть одорирован. Система отопления ГРС и домов оператора должна быть автоматизирована.

30.15. Порядок, учет расхода одоранта на ГРС устанавливаются и осуществляются по форме и в сроки, устанавливаемые производственным объединением.

30.16. ГРС должны обеспечивать автоматическое регулирование давления газа, подаваемого потребителю, с погрешностью, не превышающей 10% от установленного рабочего давления.

30.17. Ремонт, связанный с необходимостью отключения ГРС, должен планироваться на период наименее интенсивного отбора газа по согласованию с потребителями.

Глава 31

ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ

31.1. Сроки и периодичность технического обслуживания и ремонта технологического оборудования, систем и устройств ГРС устанавливаются производственным объединением в зависимости от технического состояния и в соответствии с требованиями заводских инструкций по эксплуатации.

31.2. Ответственность за качество технического обслуживания и ремонта несет осуществляющий его персонал, руководители соответствующих подразделений и служб.

31.3. Техническое обслуживание и текущий ремонт на ГРС, как правило, выполняются эксплуатационным персоналом (операторами).

31.4. 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.

31.5. Техническое обслуживание и ремонты (текущий и капитальный) технологического оборудования, электрооборудования, оборудования и систем КИПиА, телемеханики и автоматики, отопления, вентиляции должны осуществляться по графикам, утвержденным руководителем подразделения.

Глава 32

ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

32.1. На каждую ГРС подразделения должна быть следующая техническая документация:

акт отвода земельного участка;

акт приемки газопровода-отвода к ГРС и исполнительная техническая документация;

схема технического обслуживания газопровода-отвода и ситуационный план местности;

принципиальные схемы (технологическая, автоматики, управления и сигнализации, электроосвещения, отопления и вентиляции, молниезащиты и заземления и т. п.);

технический паспорт;

паспорта на оборудование, приборы и заводские инструкции;
инструкции по эксплуатации ГРС;

другая нормативно-техническая документация, установленная объединением.

32.2. Непосредственно на ГРС должна быть следующая документация: принципиальная технологическая схема; инструкция по эксплуатации ГРС; журнал оператора; 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, оборудования и систем КС.

Раздел седьмой

ЭЛЕКТРОУСТАНОВКИ

Глава 33

ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

33.1. Персонал, обслуживающий электроустановки магистральных газопроводов, должен руководствоваться следующими нормативными документами:

Правилами устройства электроустановок;

Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей;

Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей;

заводскими инструкциями по монтажу и эксплуатации электрооборудования;

руководящими и инструктивными материалами Минэнерго СССР и Главгосэнергонадзора;

типовыми инструкциями по эксплуатации и ремонту отдельных видов, электрооборудования, релейной защиты (РЗ) и противоаварийной автоматики (ПА);

отраслевыми руководящими информационными и инструктивными материалами;

строительными нормами и правилами;

рабочими инструкциями по эксплуатации электроустановок, релейной защиты и противоаварийной автоматике;

другими материалами согласно приложению 1.

33.2. В настоящем разделе указаны особенности эксплуатации электроустановок магистральных газопроводов, не отраженные в Правилах и инструкциях, перечисленных в п. 33.1.

33.3. При наличии особых условий производства или электроустановок, эксплуатация которых не обусловлена настоящими или указанными в п. 33.1 Правилами, должны быть составлены дополнительные местные инструкции, утвержденные ПО. В разработанных местных инструкциях не допускается ослабление дей-

ствующих Правил, а также повторение действующих Правил или их отдельных положений.

33.4. 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 в п. 33.1 и приложении 1 нормативными документами.

33.5. Для электропитания средств измерения расходоизмерительной системы и обеспечения внутреннего и наружного освещения помещений и площадки расходомерного пункта предусматривается система электроснабжения по III категории. При необходимости, определяемой производственным объединением, для питания средств измерения должны предусматриваться резервные (или автономные) источники электроснабжения.

Глава 34
ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

34.1. В каждом подразделении приказом должен быть назначен ответственный за эксплуатацию электрохозяйства подразделения.

34.2. Персонал, обслуживающий электроустановки магистральных газопроводов, должен быть дополнительно обучен технике безопасности в газоопасных условиях, а также мерам пожарной безопасности. Он может быть допущен к работе только после проверки знаний специальной комиссией.

34.3. Электротехнический дежурный персонал находится в оперативном подчинении диспетчера (сменного инженера).

34.4. Диспетчер (сменный инженер) должен иметь квалификационную группу по электробезопасности газотурбинного цеха — не ниже III (до 1000 В), электроприводного — не ниже III (до 1000 В и выше). Начальник электроприводного цеха должен иметь квалификационную группу по электробезопасности не ниже V (до 1000 В и выше).

34.5. Для организации обслуживания электроустановок КС, ГРС и линейной части газопроводов распоряжениями по подразделению должны быть определены обязанности отделов и служб и границы их обслуживания.

34.6. Во всех производственных подразделениях руководитель каждого цеха, службы, группы или участка несет ответственность за правильную и безопасную эксплуатацию электрооборудования своего участка.

34.7. Режим работы электроустановок должен обеспечивать бесперебойную работу основного технологического оборудования и безаварийную остановку ГПА при исчезновении напряжения основного электроснабжения.

Ответственным за эксплуатацию электроустановок должны быть разработаны схемы нормальных, ремонтных и аварийных режимов электроснабжения.

34.8. Режим работы электростанции собственных нужд должен обеспечивать бесперебойную работу КС при выходе из строя одного из работающих генераторов или исчезновении внешнего электроснабжения.

Исправность и готовность ее к автоматическому запуску должны периодически проверяться по графику, утвержденному руководителем (заместителем) структурного подразделения.

34.9. Запас топлива для аварийного дизель-турбогенератора должен обеспечивать его работу в течение периода, достаточного для восстановления нормального электроснабжения. Нормы запаса топлива должны устанавливаться каждому подразделению объединением.

34.10. Оборудование дизель-генератора должно поддерживаться в состоянии, обеспечивающем его автоматический запуск при исчезновении основного питания.

34.11. Электрооборудование, находящееся в резерве (трансформатор собственных нужд, если на него не подано напряжение, устройства автоматического включения резерв), должно периодически опробоваться по графику, утвержденному ответственным за электрохозяйство, но не реже 2 раз в год. Работоспособность механической части аварийных дизель-генераторов проверяется не реже 1 раза в месяц.

34.12. 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 коротких замыканий, РЗ и ПА. Соответственно должна выполняться переналадка устройства РЗ и ПА. Уставки защит и автоматики на вводах от энергосистемы должны быть согласованы со службой релейной защиты, автоматики (РЗА) энергосистемы.

34.13. Для производства плановых ремонтов и осмотров электроустановок ответственный за электрохозяйство ежегодно составляет график технического обслуживания и ремонта, который утверждается в установленном ПО порядке. Продолжительность и сроки ремонта и осмотров электрооборудования устанавливаются на основании действующего положения.

Осмотры как самостоятельная операция 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.

34.14. При обнаружении дефекта в процессе эксплуатации или при профилактических испытаниях необходимость внеочередных капитальных или текущих ремонтов электрооборудования определяет ответственный за электрохозяйство.

34.15. Во взрывоопасных зонах эксплуатация и ремонт электроустановок ведутся в соответствии с требованиями гл. «Элект-

роустановки взрывоопасных производств ПТЭ электроустановок потребителей».

34.16. Порядок вывода электрооборудования в ремонт и испытания, а также порядок оформления сложных переключений в электроустановках устанавливает ПО на основании действующих нормативных документов.

34.17. Изменения в электрические схемы могут быть внесены только с разрешения ответственного за электрохозяйство. Эти изменения должны быть внесены в исполнительные схемы и оформлены подписью ответственного исполнителя с указанием его должности и даты внесения изменения.

34.18. Временные изменения в электрических схемах должны быть отражены в оперативной документации.

34.19. Кабельные каналы и приямки в КЦ с газотурбинным приводом должны быть засыпаны песком.

34.20. 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.

34.21. При радиальной схеме питания агрегатных сборок АЩСУ от двух секций КТП-0,4 кВ секционные выключатели АЩСУ в нормальном режиме должны быть отключены.

34.22. Все электрооборудование в электроустановках и электродвигатели технологических агрегатов должны быть пронумерованы в соответствии с маркировкой приводимого оборудования.

34.23. 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.

Помещение аккумуляторной батареи должно вентилироваться в соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правил безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов.

34.24. На КС 1 раз в 2—3 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.

Раздел восьмой

ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ

Глава 35

ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

35.1. Требования настоящего раздела распространяются на магистральные трубопроводы и отводы от них, трубопроводы технологической обвязки КС, ГРС, трубопроводы и скважины СПХГ, силовые кабели и кабели технологической связи.

35.2. Все сооружения подлежат комплексной защите от коррозии защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты (ЭХЗ) в соответствии с требованиями ГОСТ 9.015—74 и ГОСТ 25812—83.

При защите от коррозии кабелей связи и силовых кабелей следует руководствоваться также нормативной технической документацией Минсвязи СССР и Минэнерго СССР.

35.3. Система ЭХЗ сооружений от коррозии всего объекта в целом должна быть построена и включена в работу до сдачи сооружений в эксплуатацию.

35.4. Сооружения при надземной прокладке подлежат защите от атмосферной коррозии металлическими или неметаллическими защитными покрытиями.

35.5. Состояние изоляции законченных строительством участков магистральных газопроводов должно контролироваться прибором — искателем повреждений, а также измерением переходного сопротивления труба — земля по методу катодной поляризации с оформлением акта результатов испытаний.

Глава 36

ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ

36.1. Техническое и методическое руководство защитой от коррозии в производственном объединении осуществляет соответствующий производственный отдел.

Техническое и административное руководство эксплуатацией средств защиты от коррозии в подразделении осуществляет руководитель подразделения в соответствии с установленным распределением обязанностей.

Непосредственное руководство работами осуществляет и несет ответственность за защиту от коррозии руководитель службы (группы, участка) защиты от коррозии.

36.2. Основной задачей службы защиты от коррозии является обеспечение полной защиты сооружений от коррозии с целью надежной и безаварийной их работы.

Для решения поставленной задачи необходимо:

обеспечивать бесперебойную работу питающих и вдольтрассовых линий электропередачи и установок катодной защиты;

обеспечивать защитный потенциал по протяженности и во времени и контролировать его:

контролировать защитное покрытие и коррозионное состояние сооружений;

составлять прогноз о надежности работы сооружений на основании анализа коррозионного их состояния;

осуществлять технический надзор за качеством нанесения изоляционных покрытий и сооружений средств защиты от коррозии.

Глава 37

ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ

37.1. Технический осмотр и проверку работы средств ЭХЗ следует проводить, как правило, с периодичностью: 2 раза в месяц на установках катодной защиты (УКЗ), не оборудованных средствами дистанционного контроля; не реже 4 раз в месяц на установках дренажной защиты (УДЗ); 1 раз в 6 месяцев на установках протекторной защиты (УПЗ). Периодичность проверки УКЗ с дистанционным контролем устанавливает объединение.

При техническом осмотре и проверке необходимо выполнять контроль режимов работы УКЗ (УДЗ); профилактическое обслуживание контактных соединений, анодных заземлений, узлов и блоков установок; оценку непрерывности работы УКЗ по специальному счетчику или счетчику электрической энергии.

37.2. Перерыв в действии каждой установки ЭХЗ допускается при необходимости проведения регламентных и ремонтных работ, но не более 60 ч в квартал. Более длительные отключения (не более 10 сут/год) допускаются по согласованию с отделом защиты коррозии производственного объединения.

37.3. Результаты контроля состояния защитного покрытия и средств ЭХЗ должны заноситься в журнал или оформляться актом.

Показания электроизмерительных приборов УКЗ (УДЗ) и результаты замеров в точках дренажа должны регистрироваться в журнале режимов работы УКЗ (УДЗ).

37.4. При изменении разности потенциалов труба — земля в высокоомных маловлажных и талых грунтах необходимо использовать прибор с входными сопротивлениями не менее 100 МОм. В остальных случаях допускается применение приборов с входным сопротивлением 10 МОм.

37.5. Поляризационные потенциалы нужно изменять в соответствии с требованиями ГОСТ 25812—83. Контрольно-измерительные пункты должны быть установлены не реже чем через 1 км и в точках дренажа УКЗ.

37.6. Потенциалы на всем протяжении защищаемых сооружений следует измерять выносными электродами сравнения непрерывно или с шагом измерения не более 20 м не реже 1 раза в пять лет. При этом первое измерение должно быть проведено не ранее чем через 10 мес после засыпки сооружения.

37.7. На участках сооружений, имеющих минимальное (по абсолютной величине) и максимально допустимые значения защитных потенциалов должны проводиться дополнительные измерения потенциалов методом выносного электрода не реже 1 раза в год в периоды максимального или минимального увлажнения грунта (соответственно). Такое измерение необходимо также выполнять в связи с изменением режимов работы УКЗ, появлением источников блуждающих токов, строительством новых сооружений и развитием системы ЭХЗ.

37.8. Коррозионное состояние сооружения определяют визуально с помощью контрольных шурфов, в первую очередь на участках с неудовлетворительным состоянием защитного покрытия, не обеспеченных непрерывной катодной поляризацией защитной величины и расположенных на коррозионно-опасных участках.

37.9. К коррозионно-опасным участкам магистральных газопроводов относятся участки с температурой транспортируемого газа выше 40° С, а также газопроводы, проложенные в засоленных почвах (солончаках, солонцах, солодях, такырах, сорах и др.), в болотистых, заболоченных и поливных почвах, на подводных переходах и в поймах рек, а также на переходах через железные и автомобильные дороги, на территории КС, СПХГ, ГРС, на пересечениях с различными трубопроводами, на участках промышленных и бытовых стоков, свалок мусора и шлака, на участках блуждающих токов.

Коррозионно-опасные участки других сооружений устанавливаются по наличию блуждающих токов и по коррозионной активности грунтов, грунтовых и других вод на основании ГОСТ 9. 015—74.

37.10. Выборочный контроль состояния защитных покрытий подземных сооружений должен проводиться на коррозионно-опасных участках не реже 1 раза в год в весенне-осенний период. При этом следует проводить следующие работы:

поиск повреждений изоляции искателем повреждений изоляции или методом выносного неполяризующегося электрода;

измерение переходного сопротивления защитных покрытий методом интегральной оценки «мокрого контакта»;

инструментальные и визуальное обследование состояния изоляции в шурфах;

выявление коррозионных повреждений, определения их глубин и площади.

37.11. 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.

37.12. Трубопроводы, проходящие в одном технологическом коридоре, должны быть включены в единую систему совместной электрохимической защиты. При невозможности создания еди-

ной системы совместной защиты необходимо исключить вредное влияние защит соседних сооружений друг на друга.

37.13. Схемы защиты трубопроводов от коррозии (совместная или раздельная) должны выбираться исходя из конкретных условий эксплуатации и экономической целесообразности.

37.14. Ширина защитной зоны одной установки катодной защиты на начало эксплуатации должна составлять не менее 20 км для нормальной изоляции и 30 км для усиленной изоляции.

Среднечасовой ток всех установок дренажной защиты, подключенных к одной тяговой подстанции электрифицированной железной дороги, не должен превышать 20% от общей среднечасовой нагрузки этой подстанции.

Глава 38

ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

38.1. Служба защиты от коррозии должна иметь следующую техническую документацию:

паспорта установок катодной, дренажной, протекторной защит;

карту коррозионного состояния участка газопровода;

схемы газопроводов с указанием видов и типов изоляционных покрытий;

акты приемки изоляционных покрытий катодной поляризацией;

акты ремонтов изоляции газопроводов;

ведомость ремонта анодных заземлителей и замены СКЗ;

принципиальную электрическую схему питающих ЛЭП с установками катодной защиты.

38.2. Техническая документация по защите от коррозии, а также материалы о контроле состояния защитного покрытия, ЭХЗ и коррозии подлежат хранению в течение всего периода эксплуатации сооружения.

Раздел девятый

СИСТЕМЫ И СРЕДСТВА АВТОМАТИЗАЦИИ, УПРАВЛЕНИЯ И СВЯЗИ

Глава 39

ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

39.1. Объем автоматизации, телемеханизации и управления объектов магистральных газопроводов должен соответствовать директивным документам, утвержденным Мингазпромом СССР. Для объектов, на которые не распространяется действие директивных документов, объем их автоматизации определяется производственным объединением.

39.2. Бесперебойная работа систем и средств автоматизации, управления и связи обеспечивается службами, участками и группами КИПиА, связи и телемеханики.

39.3. Служба КИПиА обслуживает следующие основные и вспомогательные системы:

системы агрегатной, цеховой, общестанционной автоматики, линейной и центральной телемеханики (без линий связи);

средства автоматизации и КИП, обеспечивающих систем (теплоснабжения, водоснабжения, вспомогательных механизмов, электростанций);

системы контроля загазованности помещений и автоматического включения аварийной вытяжной вентиляции;

системы противопожарной автоматизации;

регуляторы давления, предохранительные клапаны, средства автоматизации и КИП блоков пускового и топливного газа (БПТГ);

узлы управления и концевые выключатели кранов, агрегатной и технологической обвязки КС и телеуправляемых линейных кранов;

средства измерения, датчики сигнализации и защиты ГПА, вспомогательного оборудования, линейной и центральной телемеханики;

автоматику котельных промплощадок и жилпоселка;

замерные узлы на собственные нужды, а также хозрасчетные и контрольные пункты замера газа;

системы автоматики, средства измерения, телемеханики, защиты КИП, регуляторы давления, предохранительные клапаны, сигнализацию в доме оператора на ГРС;

охранную сигнализацию.

39.4. Служба связи и телемеханизации включает средства и системы связи, линии связи, средства телемеханизации.

39.5. Средства и устройства принимает в эксплуатацию государственная комиссия в составе принимаемого объекта.

39.6. При вводе в эксплуатацию АСУ на действующих объектах для их приемки в опытную и промышленную эксплуатацию согласно ГОСТ 24.208—80 назначаются отдельные приемочные комиссии и утверждаются программы их работ.

39.7. Заключительным этапом приемки оборудования является комплексное опробование в рабочих режимах, срок которого должен составлять:

для устройств, работающих в непрерывном режиме,— 72 ч;

для устройств, работающих в режиме ожидания,— до 1 мес.

В опытную эксплуатацию оборудование включается приказом по объединению (предприятию). В период опытной эксплуатации проводится проверка изделий и систем по программам, предусматривающим создание или имитацию различных режимов.

39.7. В период опытной эксплуатации оборудование обслуживает подразделение, а при необходимости — монтажно-нала-

дочные организации.

С началом опытной эксплуатации должно быть начато ведение всей оперативной документации и осуществляться техническое обслуживание.

39.8. Ответственность за сохранность средств измерений и автоматизации и связи несет эксплуатационный персонал соответствующих цехов и служб, в которых установлены эти устройства.

39.9. Фактические технические данные и характеристики, полученные в процессе приемочных испытаний, заносятся в формуляр системы.

39.10. Рабочие параметры и климатические условия (температуры 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.

39.11. Напряжение для средств автоматизации и управления должно быть стабилизированным. Цепи питания этих устройств должны быть защищены от воздействия индустриальных помех.

39.12. Для обеспечения нормальной работы оборудования в необходимых случаях должно быть предусмотрено автоматическое резервирование питания приборов и устройств с периодической его проверкой.

39.13. 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 со схемами.

39.14. 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 красная черта, соответствующая предельному значению измеряемой величины.

39.15. 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 — с закрытым кожухом.

39.16. Соединительные трубные прокладки (импульсные линии) к средствам измерений и автоматизации должны быть проложены с соблюдением необходимых уклонов и во время эксплуатации систематически продуваться. Места, где возможны обмерзание или чрезмерный нагрев, должны быть теплоизолированы.

39.17. Предусмотренные средства автоматической блокировки, исключающие возможность одновременного ручного и дистанционного управления, должны периодически проверяться и находиться в исправном состоянии.

39.18. Периодические операции по контролю исправности и опробованию систем и средств автоматизации и 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.

39.19. 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 цепях 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 останавливают.

Неисправные приборы защиты на работающем оборудовании можно заменять только при отключении их питания.

На вновь устанавливаемые приборы питание подают при кратковременной деблокировке схемы защиты.

39.20. Проверка устройств защиты осуществляется:

на работающих ГПА и электростанциях — не реже 1 раза в две недели;

на агрегатах ГПА и электростанциях, находящихся в резерве,— не реже 1 раза в две недели и непосредственно перед включением их в работу;

на ГРС — не реже 1 раза в месяц.

Порядок проверки систем сигнализации определяется производственным объединением.

39.21. Метрологические и точностные характеристики приборов, устройств автоматизации не должны выходить за пределы, указанные в их технической документации. Порядок метрологической поверки средств измерений изложен в гл. 42 настоящих Правил.

Допускается вскрытие и ремонт только тех средств измерений, на которые имеется регистрационное удостоверение, выдан-

ное предприятию территориальным органом Госстандарта СССР. Первичные преобразователи, входящие в состав систем автоматики и контроля, проверяют в составе этих систем в соответствии с ЭД.

39.22. Запрещается допуск к приборам и системам автоматизации, управления и связи, устройствам защит лиц, не имеющих прямого отношения к обслуживанию и контролю аппаратуры.

Глава 40
ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ

40.1. Для обеспечения бесперебойной работы технических средств контроля, защиты, автоматического управления, телемеханизации и связи на предприятиях организуются службы (группы) и участки. Организационно-техническое и методическое руководство службами, участками и группами осуществляется производственным отделом объединения.

40.2. Служба (группа) КИПиА обеспечивает:

бесперебойную и надежную эксплуатацию устройств контроля, защиты, автоматического управления на всех объектах КС, СПХГ, ГРС и линейной части магистрального газопровода;

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;

государственную и ведомственную поверку средств измерений.

40.3. Служба связи обеспечивает:

бесперебойную работу технологической связи в пределах закрепленных границ;

содержание в исправном состоянии эксплуатируемых сооружений связи в соответствии с техническими нормами и правилами;

оперативное устранение повреждений устройств и сооружений технологической связи;

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 надзору;

организацию временной связи на трассе газопроводов при

производстве аварийных и плановых работ на обслуживаемых объектах;

организацию и содержание средств связи 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.

40.4. Системы телемеханики обеспечивают:

телесигнализацию о состоянии технологического оборудования и телеизмерения текущих и интегральных значений параметров;

телеуправление и телерегулирование объектов;

регистрацию состояния контролируемых объектов и команд телеуправления.

40.5. Организация деятельности служб (участков и т. д.) должна обеспечивать круглосуточную работу средств и систем автоматизации и управления оборудованием.

40.6. Организация работы эксплуатационного персонала по обслуживанию средств и систем автоматизации, управления и связи определяется подразделением. Техническое обслуживание и текущий ремонт осуществляются эксплуатационным персоналом служб или участков подразделений объединения. Для выполнения специальных видов работ по техническому обслуживанию и ремонту могут привлекаться специализированные подразделения объединения и других предприятий.

Эксплуатационный персонал должен иметь техническую документацию, указанную в гл. 46 настоящих Правил.

40.7. Эксплуатационному персоналу запрещается отключение средств и систем автоматизации, телемеханизации, сигнализации и защиты без разрешения ответственного за эксплуатацию оборудования или объекта.

Переключение в указанных системах, в том числе перевод с автоматического управления на ручное, должно выполняться по разрешению диспетчера (сменного инженера) подразделения с записью в оперативном журнале. Переключение на длительный срок выполняется с разрешения начальника цеха (службы).

40.8. Порядок отключения средств и систем автоматизации, контроля и сигнализации на ГРС, котельных и других объектах, в том числе перевод управления с автоматического на ручное, определяется руководством подразделения объединения.

Повторное включение средств автоматизации осуществляется по окончании восстановительных работ с обязательной записью в журнале.

40.9. Устройства проверяет эксплуатационный персонал с периодичностью, установленной графиками технического обслуживания.

40.10. Все средства и системы автоматизации и управления, находящиеся в работе, должны быть опломбированы, за исклю-

чением устройств, уставки которых подлежат изменению оперативным персоналом в зависимости от заданного режима работы оборудования. Дверцы шкафов и защитные кожуха щитов должны быть закрыты и заперты.

Вскрытие устройств разрешается эксплуатационному персоналу при ремонтно-техническом обслуживании в соответствии с заданием на выполняемую работу.

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.

40.11. 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.

40.12. Замена или ремонт контрольно-измерительных приборов на работающем оборудовании, если подобные работы допускаются инструкциями по технике безопасности и условиями технологического процесса, должны производиться только с разрешения диспетчера (сменного инженера). На период замены (ремонта) контроль за работой оборудования осуществляется по другим взаимосвязанным с ними параметрам.

40.13. Эксплуатация АСУ должна осуществляться отделом АСУ производственного объединения и службами подразделений.

40.14. Для включения системы в работу после проведения профилактических работ необходимо восстановить все отключенные цепи и проверить функционирование системы и ее воздействие на управляемое оборудование в соответствии с технологической инструкцией.

40.15. Сопровождение и развитие программного обеспечения в процессе эксплуатации осуществляются отделом АСУ объединения. В состав отделов АСУ должны быть предусмотрены группы или отдельные специалисты по следующим направлениям:

сопровождению и развитию информационного обеспечения;

сопровождению и развитию прикладного программного обеспечения;

разработке и развитию пользовательских программ для АРМов.

40.16. Обслуживание программных средств должно включать:

техническое обслуживание носителей программного обеспечения;

оперативный контроль за надежным функционированием программного обеспечения;

внесение изменений и дублирование программного обеспечения.

40.17. Техническое обслуживание носителей программного обеспечения должно гарантировать их сохранность и выполня-

ется обслуживающим персоналом АСУ в соответствии с ЭД на конкретные типы ЭВМ.

40.18. Оперативный контроль за надежным функционированием программного обеспечения должен осуществляться в соответствии с Руководством по техническому обслуживанию отделом АСУ объединения с учетом требований.

40.19. 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 ЭД.

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 Руководством системного программиста.

40.20. Дублирование, учет и хранение программной документации должны выполняться в соответствии с ГОСТ 19.601—78. Если эксплуатирующей организации не переданы подлинники программного обеспечения, то она должна иметь его дубликаты. Стандартные программы воспроизводятся по их дубликатам. Дубликаты программного обеспечения должны храниться в отделе АСУ объединения, который осуществляет учет всех программных документов, используемых на предприятиях и объектах объединения.

40.21. Отдел АСУ обязан выполнять восстановление подлинников и изготовление дубликатов программного обеспечения, используемых в реальных условиях. Ответственность за соблюдение правил хранения и эксплуатации дубликатов программного обеспечения на его рабочих носителях несут руководители соответствующих служб предприятий.

40.22. Внесение изменений в программное обеспечение должно выполняться в соответствии с ГОСТ 19.603—78. Отдел АСУ 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 под-

линника предложение об изменении.

Службы предприятий могут направлять предложения об изменении программного обеспечения только в отдел АСУ объединения.

40.23. Учет и внесение изменений в дубликаты выполняет отдел АСУ. При внесении изменений заменой копий должны быть изготовлены новые, а аннулированные — изъяты из производства.

Запрещается внесение изменений в программное обеспечение без оформления извещения.

40.24. Развитие и совершенствование программного обеспечения, независимо от того, кем оно разрабатывается, осуществляются путем оформления извещения об изменении в установленном порядке.

Глава 41

ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ

41.1. Техническое обслуживание и ремонт должны осуществляться службами, участками или группами производственных подразделений в пределах границ обслуживания.

41.2. Система технического обслуживания и ремонта разрабатывается производственным объединением и должна предусматривать:

техническое обслуживание с периодическим контролем;

регламентированное техническое обслуживание;

текущий ремонт;

средний и капитальный ремонт;

обеспечение ЗИП;

обеспечение эксплуатационной надежности.

Сроки технического обслуживания должны быть согласованы с графиками технического обслуживания основного технологического оборудования.

41.3. Техническое обслуживание с периодическим контролем выполняется, как правило, без остановки технологического процесса в объеме и с периодичностью, указанными в ЭД на технические средства.

41.4. 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 объемы работ, выполняемых на остановленном и работающем оборудовании, устанавливаются руководством подразделения по согласованию с объединением.

41.5. 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 предприятий, объединений, монтажно-наладочных организаций и заводов — изготовителей технических средств.

41.6. Средний ремонт технических средств выполняется эксплуатационным персоналом 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 с устранением обнаруженных неисправностей путем замены или восстановления отказавших узлов и деталей, их регулировки и отладки, дорабатывают по информационным письмам и бюллетеням, а также модернизируют оборудование.

41.7. 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 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 с учетом опыта эксплуатации.

41.8. Выполнение ремонтных работ должно сопровождаться оформлением документов в соответствии с ГОСТ 28.201—74.

41.9. 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 Мингазпромом СССР.

41.10. Техническое обслуживание средств измерений (СИ) выполняется службой КИПиА в соответствии с требованиями ЭД.

СИ должны подвергаться ремонту при отрицательных результатах поверки. СИ, на право ремонта которых предприятие имеет регистрационное удостоверение, ремонтируются силами метрологической службы, остальные — ремонтными предприятиями Госстандарта СССР или других ведомств по графикам, которые составляются отдельно для каждого ремонтного предприятия, согласовываются с ними и утверждаются главным инженером предприятия.

41.11. Обеспечение эксплуатационной надежности и эффективности использования средств и систем достигается путем своевременного и качественного выполнения ремонтно-технического обслуживания.

41.12. Работы по обеспечению надежности включают:

учет отказов и 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 ненадежных 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.

41.13. 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 объединением. 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, конструкции и ЭД изделий, составу ЗИП и сервисного оборудования эксплуатирующие подразделения направляют в производственное объединение.

41.14. 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.

41.15. 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.

41.16. Порядок использования ЗИП и обращения с ним определяется ЭД. Списание ЗИП осуществляется по актам, утвержденным главным инженером.

Глава 42

МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

42.1. Метрологическое обеспечение технологических процессов устанавливает методические и организационные основы, технические средства, правила и нормы, обеспечивающие единство и требуемую точность измерений.

42.2. Параметры технологического процесса и режимов работы оборудования измеряются индивидуально средствами измерения (СИ) или измерительными каналами (ИК) систем автоматизации, телемеханики или АСУ.

42.3. В составе ИК или индивидуальных СИ должны применяться только средства измерения, прошедшие государственные приемочные испытания по ГОСТ 8.383—80. Допускается применение нестандартизованных СИ, прошедших метрологическую аттестацию, в соответствии с требованиями ГОСТ 8.326—78.

42.4. В объединениях метрологическую службу возглавляет главный метролог, который подчинен главному инженеру. На предприятиях метрологическое обеспечение возлагается на специалиста службы КИПиА или другие подразделения.

42.5. ИК систем автоматизации, телемеханизации и АСУ должны быть поверены метрологической службой подразделения с использованием методик выполнения измерений и поверки. Методики измерения и поверки ИК разрабатываются в соответствии с требованиями ОСТ 51.138—85 и аттестуются в соответствии с ОСТ 51.117—84.

42.6. СИ, эксплуатируемые в условиях, отличающихся от тех, для которых нормированы их метрологические характеристики, должны быть аттестованы. Результаты аттестации вносятся в ЭД СИ.

42.7. ИК и СИ делятся на три группы:

подлежащие обязательной государственной поверке, предназначенные для измерения параметров при учете материальных ценностей, топлива и энергии при взаимных расчетах, для защиты окружающей среды и обеспечения безопасности труда;

подлежащие обязательной ведомственной поверке, предназначенные для измерения параметров технологического процесса и режимов оборудования, определяющих технико-экономическую эффективность управляемого объекта;

выполняющие роль индикаторов, т. е. предназначенные для наблюдения за изменением параметра без оценки результата с нормированной точностью.

42.8. Государственная поверка СИ проводится в соответствии с требованиями ГОСТ 8.513—84 по графику, согласованному с территориальными органами Госстандарта СССР. Порядок поверки СИ, не поверяемых территориальными органами Госстандарта СССР, устанавливается Главным метрологом объединения.

42.9. Ведомственная поверка ИК и СИ проводится метрологической службой предприятия в соответствии с требованиями ГОСТ 8.513—84 по графику, утвержденному руководством предприятия.

42.10. Индикаторы и индикаторные ИК метрологической поверке не подлежат, контроль за их исправностью осуществляет служба КИПиА при проведении технического обслуживания. Порядок обслуживания устанавливается инструкцией, утвержденной главным инженером предприятия. На индикаторные СИ или их ЭД должно быть нанесено обозначение «И».

Глава 43
СВЯЗЬ

43.1. Средства связи являются неотъемлемой частью магистрального газопровода и входят в комплекс средств контроля и управления процессом транспортировки газа.

На магистральных газопроводах предусматривают оперативно- и общетехнологическую связь.

43.2. В состав оперативно-технологической связи входят центральная диспетчерская, районная диспетчерская, линейная диспетчерская связь, связь сетевых совещаний, передача данных для телемеханики и АСУ, внутриобъектная связь.

43.3. В состав общетехнологической связи входят дальняя телефонная и телеграфная связь, местная телефонная связь с выходом в общегосударственную.

43.4. Связь на магистральных газопроводах организуется в соответствии с действующими общими требованиями к технологической связи магистральных газопроводов Мингазпрома СССР. Для ее организации используются кабельные, радиокабельные, воздушные и радиорелейные линии связи, а также каналы УКВ—радиостанций.

43.5. Методическое и техническое руководство эксплуатацией средств магистральной связи осуществляют соответствующие отделы производственных объединений.

43.6. Техническую эксплуатацию средств связи осуществляет служба связи или производственное подразделение (цех производственно-технологической связи).

43.7. Работники, использующие специальные средства связи (радиостанции, НУПы и т. п.), должны иметь разрешение на их применение, выдаваемое в порядке, определяемом производственным подразделением.

Персонал службы связи обязан контролировать правильность

использования средств связи, вести учет допускаемых нарушений и сбоев в работе.

43.8. При повреждении линий связи их восстанавливают в следующем порядке: районная диспетчерская связь, диспетчерская связь ПО, диспетчерская связь ЦДУ, связь сетевых совещаний Мингазпрома СССР, связь сетевых совещаний ПО, каналы передачи данных.

43.9. Блок-боксы, шкафы и другие сооружения, предназначенные для размещения аппаратуры связи на открытых объектах КС и линейной части, должны иметь надписи с обозначением принадлежности объекта, поддерживаться в исправном состоянии и надежно защищать аппаратуру от прямого воздействия солнечной радиации и атмосферных осадков.

43.10. К указанным средствам должен быть исключен свободный доступ посторонних. Блок-боксам и павильонам НУП, предназначенным для эксплуатации в трассовых условиях, ограждение, как правило, не требуется.

43.11. Аварийные средства связи и средства их доставки должны содержаться в исправном и укомплектованном состоянии.

Сроки их ремонта согласуются с объединением.

Глава 44

РАСХОДОМЕРНЫЕ ПУНКТЫ

44.1. Расходомерные пункты магистральных газопроводов предназначаются для измерения расхода и количественного учета газа на объектах транспортировки, хранения и распределения.

44.2. По назначению расходомерные пункты объектов магистральных газопроводов подразделяются на хозрасчетные и контрольные.

Хозрасчетные расходомерные пункты объектов транспорта газа предназначены для измерения параметров и расхода газа. Результаты измерений используют для взаимных финансовых расчетов между поставщиком и потребителем газа. Хозрасчетные расходомерные пункты сооружаются на территории поставщика и находятся на его балансе.

44.3. Контрольные расходомерные пункты предназначены для измерения расхода газа для технологических целей. Результаты измерений не могут использоваться для финансовых расчетов, независимо от их технического уровня, применяемых методов и средств измерений.

44.4. Конструктивное исполнение и монтаж технологической части расходомерных пунктов, технических средств и устройств измерительной части должны соответствовать требованиям действующих нормативно-технических документов. Расходомерные пункты, оснащаемые импортным оборудованием, сооружаются по согласованию с Госстандартом СССР.

44.5. Расходомерные пункты небольшой пропускной способности для измерения расхода газа на ГРС, а также газа на собственные нужды потребителей могут выполняться по упрощенной технологической схеме в виде бесколлекторной измерительной линии, оснащенной необходимыми измерительными средствами.

44.6. Расходомерные пункты сооружают:

на линейной части газопроводов — в узловых местах системы газопроводов, местах поставки-приемки газа и конечных участках магистральных газопроводов;

на КС — в местах подачи газа, потребляемого на собственные нужды;

на СПХГ при закачке и отборе газа, в местах подачи газа, потребляемого на собственные нужды;

на ГРС — при подаче газа промышленным и бытовым потребителям.

44.7. Приборы и устройства расходомерных пунктов должны быть защищены от климатических и механических воздействий с учетом требований эксплуатационной документации.

44.8. Расходомерные пункты должны быть обеспечены телефонной или другими видами связи с подразделением.

44.9. Вентиляция в помещениях расходомерных пунктов должна поддерживаться в исправном состоянии.

44.10. Здания и технологическое оборудование расходомерного пункта должны быть защищены от прямых ударов молнии, вторичных ее проявлений и статического электричества. Применяемые молниеотводы, заземление здания и другие устройства должны соответствовать требованиям действующих инструкций и периодически проверяться.

44.11. Эксплуатация и техническое обслуживание расходомерных пунктов осуществляются службой КИПиА в соответствии с НТД и настоящими Правилами. Основными и обязательными техническими документами, относящимися к расходомерным пунктам, являются:

исполнительная техническая документация;

аттестат расходоизмерительной системы;

акты периодических проверок сужающих устройств и прямых участков каждой измерительной линии;

протоколы государственных поверок и акты периодических и внеочередных поверок средств и устройств измерений;

паспорта средств и устройств измерений, применяемых в расходомерных измерительных системах, в том числе планиметров;

журнал периодических поверок планиметров;

принципиальная схема технологической и измерительной части.

44.12. Аттестат расходоизмерительной системы составляется службой КИПиА производственного объединения совместно с представителем базовой метрологической организации Мингаз-

прома СССР на основе параметров и характеристик измерительных линий, технологической части и средств измерений.

44.13. Обслуживание средств измерений, сбор исходных данных, расчет сужающих устройств, обработка диаграмм и определение количества газа осуществляются службой КИПиА.

44.14. Измерение и определение количества газа выполняются по единым методическим и нормативно-техническим документам, утвержденным и введенным в действие Госстандартом СССР и Мингазпромом СССР.

44.15. Хозрасчетные расходомерные пункты подвергаются внеочередным проверкам и поверкам в случаях:

по требованию заинтересованной стороны;

для проверки исправности средств и устройств измерения;

при вводе в эксплуатацию после их ремонта и хранения;

для контроля результатов периодических поверок средств измерений и проверок измерительных линий;

при повреждении клейма, пломбы или утрате документов, подтверждающих прохождение измерительными средствами и устройствами периодической поверки.

44.16. Порядок подготовки, повышения квалификации и аттестации ведомственных поверителей установлен РД 50-599-86 Госстандарта СССР.

44.17. Спорные вопросы, относящиеся к измерению расхода и количества газа при эксплуатации расходомерных пунктов, разрешаются путем проведения внеочередной поверки в соответствии с ГОСТ 8.513—84.

Глава 45

ТЕЛЕМЕХАНИКА

45.1. Системы телемеханики предназначены для сбора, первичной обработки и ретрансляции информации о режиме работы технологического оборудования магистрального газопровода.

45.2. Методическое и техническое руководство эксплуатацией систем телемеханики осуществляет производственный отдел объединения.

Техническую эксплуатацию систем телемеханики в подразделениях осуществляют служба (участок, группа) связи и телемеханики или служба (группа) учета КИПиА в соответствии с распределением обязанностей.

45.3. Основными задачами эксплуатационных служб являются:

содержание линейных и станционных устройств телемеханики в исправном состоянии;

своевременное выявление и устранение повреждений в аппаратуре телемеханики;

своевременное проведение технического обслуживания линейных и станционных устройств телемеханики.

45.4. Персонал, эксплуатирующий системы телемеханики, обязан:

ежедневно контролировать состояние и работу устройств телемеханики и просматривать записи дежурных диспетчеров в журнале повреждений устройств телемеханики;

принимать меры для выявления причин ненормальной работы устройств и устранять повреждения;

выполнять техническое обслуживание устройств на объектах;

регистрировать их результаты в журнале работ, выполняемых на устройствах телемеханики;

обеспечивать наличие и надлежащее состояние технической документации;

принимать участие в установке, наладке и приемке вводимых в эксплуатацию устройств телемеханики.

45.5. Приборы и устройства телемеханики должны быть защищены от климатических и механических воздействий с учетом требований эксплуатационной документации.

45.6. Устройства телемеханики на телеуправляемых объектах должны отключаться общим ключом или накладкой, выводящей из работы устройства телемеханики только в части телеуправления, телерегулирования или полностью.

Перевод телеуправляемого оборудования на местное управление и обратно может быть осуществлен только с разрешения диспетчера или другого ответственного. Длительное отключение осуществляется с разрешения руководителя подразделения.

45.7. Устройства телеуправления должны исключать возможность ложного отключения (включения) управляемого оборудования.

На сборках устройств и панелей телемеханики зажимы, соединение которых может вызвать отключение (включение) оборудования, не должны располагаться рядом.

45.8. Оперативный персонал, эксплуатирующий систему телемеханики, должен с периодичностью, указанной в технологической инструкции, но не реже чем 1 раз в смену проверять правильность ее функционирования путем посылки контрольного вызова всем КП.

45.9. Техническое обслуживание систем телемеханики выполняется эксплуатационным персоналом в соответствии с действующими НДТ и настоящими Правилами в объеме и с периодичностью согласно ЭД. Устройства телемеханики, установленные на линейной части газопроводов и ГРС, должны не реже 1 раза в квартал опробоваться в действии с сопрягаемым технологическим оборудованием.

45.10. В отдельных случаях, когда отсутствует возможность проверки целей управления и сигнализации с непосредственным изменением состояния оборудования, должна осуществляться имитация работы оборудования, максимально приближенная к реальным условиям. Порядок и периодичность проверки, оформления документов определяются объединением.

Глава 46

ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

46.1. Эксплуатирующие организации должны иметь техническую документацию.

46.2. В состав технической документации должны входить:

исполнительная техническая документация, принятая по окончании строительства;

эксплуатационная документация на технические средства;

документация на информационное и программное обеспечение, поставляемая разработчиком проекта;

государственная и отраслевая НТД по перечню, определяемому объединением;

производственные и технологические инструкции;

инструкции по противопожарной и технической безопасности;

планы-графики ремонтно-технического обслуживания и метрологического обеспечения;

журналы учета, проверки и поверки технических средств.

46.3. Техническая документация, необходимая для эксплуатации и ремонтно-технического обслуживания, передается наладочной организацией эксплуатационным подразделениям объединения.

46.4. Должностные и технологические инструкции разрабатываются подразделением с учетом проектной документации на календарный год службами, ответственными за эксплуатацию технических средств, и утверждаются главным инженером подразделения. Обязательными являются следующие графики:

обслуживания технических средств;

ремонта технических средств по видам ремонта (средний, капитальный);

государственной поверки СИ, который должен быть согласован с территориальными органами Госстандарта СССР;

ведомственной поверки СИ.

При выполнении ремонтно-технического обслуживания сторонними организациями графики на эти работы составляются отдельно и должны быть согласованы с исполнителями.

46.5. В службах эксплуатационных подразделений обязаны вестись следующие журналы:

технического обслуживания и ремонта;

регистрации результатов метрологической поверки средств и систем измерений.

Раздел десятый

ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ

Глава 47

ДИСПЕТЧЕРСКАЯ СЛУЖБА

47.1. Оперативно-диспетчерское управление Единой системой газоснабжения СССР (ЕСГ СССР) осуществляется Центральным диспетчерским управлением Единой системы газоснабжения СССР (ЦДУ ЕСГ СССР) через центральные диспетчерские службы производственных объединений (ЦДС ПО), которые оперативно подчинены ЦПДУ ЕСГ СССР.

47.2. ЦДУ ЕСГ СССР должно:

обеспечивать бесперебойное снабжение народного хозяйства страны и населения газом в объемах, предусмотренных народнохозяйственным планом;

совместно с ЦДС ПО всемерно способствовать безусловному выполнению планов по добыче, переработке, транспорту газа при минимальных затратах топливно-энергетических ресурсов;

определять объемы межсистемных перетоков газа в соответствии с планами и дополнительными заданиями по добыче и распределению газа;

разрабатывать схему транспорта газа ЕСГ СССР, обеспечивающую максимальные уровни закачки и отбора газа из подземных хранилищ;

анализировать причины отклонений фактических режимов от заданных, разрабатывать предложения по оптимизации межсистемных перетоков с учетом режима работы газопроводов ЕСГ СССР в целом;

контролировать плановые поставки газа отраслями народного хозяйства по заключенным договорам;

обеспечивать заданные потоки газа при оптимальных режимах работы магистральных газопроводов;

ежесуточно составлять балансы поступления газа от поставщиков и распределения его потребителям с учетом расхода на собственные нужды объединений;

рассчитывать запасы газа в газопроводах по фактическим давлениям, контролировать качество газа;

анализировать и выявлять узкие места в системах газоснабжения по итогам работы в зимний период, разрабатывать предложения по их устранению;

принимать оперативные решения об изменениях отбора или закачки газа в подземные хранилища;

разрабатывать совмещенные графики планово-профилактических ремонтных работ на объектах ЕСГ СССР по заявкам объединений;

рассматривать заявки ПО и выдавать разрешения на вывод оборудования и сооружений из работы для ревизии, ремонта, реконструкции и испытаний в случаях, когда это приводит к из-

менению 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 СССР, в том числе направленных на повышение надежности ее работы;

принимать участие в определении направлений развития и внедрении организационного оснащения автоматизированной системы диспетчерского управления ЕСГ СССР (АСДУ ЕСГ СССР);

осуществлять оперативный контроль за ходом капитального ремонта линейной части газопроводов.

47.3. ЦДС ПО должна:

обеспечивать совместными действиями с ЦДУ ЕСГ СССР выполнение планов, заданий и договорных обязательств по транспорту и поставкам газа потребителям;

оперативно управлять режимом работы магистральных газопроводов и их участков в границах ПО;

своевременно передавать в ЦДУ ЕСГ СССР и ГВЦ Мингазпрома СССР информацию обо всех изменениях конфигурации газопроводов (ввод новых мощностей, вывод в ремонт участков и т. п.) и ограничительных параметрах для своевременной корректировки базы данных ГВЦ;

разрабатывать комплексы планово-профилактических работ на объектах объединений и согласовывать их с ЦДУ ЕСГ СССР;

рассматривать заявки, планы-графики работ и выдачу разрешений с уведомлением ЦДУ ЕСГ СССР, 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;

отдавать распоряжение на переключение запорной арматуры линейной части магистральных газопроводов при возникновении аварий;

довести распоряжения на контрольных примерах давлений на линейной части;

выполнять анализ гидравлической эффективности и отдавать распоряжения о пропусках очистных устройств или заливки метанола;

контролировать соблюдение правильности заключения договоров на поставку газа с учетом изменяющихся условий (давления на промыслах, газопроводах, изменений по сырьевой базе и т. д.);

осуществлять оперативный контроль процесса ликвидации аварий;

контролировать проведение капитального ремонта и реконструкции линейной части газопроводов;

знать перспективы развития своего региона на ближайшие годы, рост газопотребления в регионе с учетом структуры от-

раслей промышленности, коммунально-бытовых потребителей и населения;

иметь данные по неравномерности газопотребления по кварталам и месяцам;

вести и постоянно уточнять конфигурации газопроводов.

47.4. Непосредственное управление и контроль за режимом оборудования КС, СПХГ, ГРС и линейной части в границах подразделения должен осуществлять, как правило, диспетчер (сменный инженер) подразделения. Управление должно осуществляться с единого диспетчерского пункта, оснащенного необходимыми средствами связи, телесигнализации, телеуправления, электронно-вычислительной и информационной техники и оперативной технической документации.

47.5. В оперативном подчинении диспетчера (сменного инженера) подразделения должен находиться персонал, осуществляющий непосредственное управление режимом работы оборудования, в том числе включение и отключение оборудования, участков газопроводов, шлейфов, скважин СПХГ и переключение арматуры.

47.6. Диспетчер (сменный инженер) подразделения обязан:

предотвращать работу оборудования и линейной части газопроводов с параметрами, превышающими допустимые;

контролировать гидравлическую эффективность участков газопроводов и отводов;

анализировать состояние работы оборудования и линейной части;

принимать необходимые меры по соблюдению установленного режима работы (отдавать распоряжения о заливке метанола и т. п.);

немедленно сообщать диспетчеру ПО об изменениях режима работы газопроводов, КС и ГРС.

47.7. Сменный персонал ПО и его подразделений должен работать по графикам, утвержденным руководством соответствующего подразделения.

47.8. Ведение диспетчерского режима во всех газотранспортных производственных объединениях осуществляется по московскому поясному времени в 24-часовом исчислении.

Показание времени в диспетчерских помещениях должно быть одинаковым для всей системы магистральных газопроводов.

47.9. Прием — передача смены сменным персоналом должны оформляться в журнале.

47.10. Прием — передача смены во время переключений, пуска и остановки оборудования, аварийных ситуаций, как правило, запрещается.

Прибывшая смена должна принимать участие в ликвидации аварии по усмотрению руководства подразделения (объединения).

Функции и обязанности по контролю и оперативному управлению режима работы магистральных газопроводов для ЦДС уста-

навливаются ЦДУ ЕСГ и дополняются руководителями ПО; для диспетчера (сменного инженера) подразделения — ЦДС и дополнительно — руководителями подразделения.

47.11. Диспетчерские службы ПО 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 газопровода.

На территории КС обеспечиваются периодические (4 раза в сутки) изменение и регистрация температуры наружного воздуха барометрического давления.

Глава 48

РЕЖИМ РАБОТЫ ГАЗОПРОВОДОВ

48.1. Режим работы магистрального газопровода определяется планами транспортировки и распределения газа, работой промыслов, ГПЗ, ПХГ, техническим состоянием действующих и развивающихся газотранспортных систем, а также указаниями ЦДУ ЕСГ СССР и ЦДС ПО.

Режим работы магистральных газопроводов и их конкретных участков должен назначаться и контролироваться с учетом технических установленных ограничений рабочих параметров работы оборудования и линейной части.

48.2. При разработке режима работы магистральных газопроводов ЦДС ПО должна проводить гидравлические расчеты с учетом его технического состояния и графиком режима работы (годовым, квартальным, месячным).

При отключении фактического режима от расчетного должны быть приняты меры для восстановления расчетного режима.

48.3. Линейная часть газопровода должна эксплуатироваться при оптимальных режимах или задаваться ЦДС ПО в пределах ограничений по давлениям и температурам газа, назначаемым с учетом фактического технического состояния и условий эксплуатации.

48.4. Разрешенное рабочее давление должно устанавливаться для участков газопроводов производственным объединением равное или ниже проектного с учетом следующих факторов:

коррозионного состояния газопроводов;

рабочих параметров предшествующего периода эксплуатации;

продолжительности эксплуатации участка;

выполнения работ в охранных зонах и зонах минимально допустимых расстояний до зданий, сооружений и объектов в периоды значительного скопления людей (при капитальном ремонте соседних ниток, сельскохозяйственных работах и т. д.).

Обо всех изменениях разрешенного рабочего давления газа ЦДС ПО должно оперативно уведомлять ЦДУ ЕСГ СССР.

Частичное и полное снятие ограничений разрешенных рабочих давлений должно осуществляться после выполнения мероприятий, обеспечивающих надежную эксплуатацию участков газопроводов.

48.5. Диспетчер (сменный инженер) подразделения обязан контролировать рабочие параметры и гидравлическую эффективность линейной части газопроводов, отводов к ГРС с применением средств телемеханики и других средств и способов в границах подразделения и на смежных прилегающих участках. По результатам анализа диспетчер должен принимать меры по повышению эффективности газопроводов, заливке метанола и т. п.

Глава 49

ОПЕРАТИВНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

49.1. Центральная диспетчерская служба ЦДС ПО должна иметь следующую документацию:

должностные инструкции;

принципиальную (технологическую) схему линейной части газопроводов;

принципиальную схему, технологические обвязки КС, СПХГ, ГРС;

принципиальные схемы, системы электроснабжения;

оперативный суточный журнал работы газопроводов;

журналы работы СПХГ, оперативного суточного учета газа, контроля качества газа в установленных пунктах газопроводов, входящих и исходящих телефонограмм, приема-передачи смены;

дополнительную оперативную и техническую документацию, установленную по решению руководства ПО.

49.2. Диспетчер (сменный инженер) подразделений должен иметь следующую техническую документацию:

должностные и производственные инструкции;

технологическую схему участка газопроводов;

технологические схемы КС, СПХГ, ГРС;

схемы водо- и электроснабжения КС, СПХГ;

оперативный суточный журнал учета работы и дефектов оборудования КС, СПХГ, ГРС и распоряжений руководства подразделения и ЦДС ПО;

журналы распоряжений, дефектов оборудования;

план сбора и выезда аварийной бригады;

дополнительную оперативную и техническую документацию по решению руководства.

Глава 50

ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ ПО ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ

50.1. При аварии на компрессорной станции диспетчер (сменный инженер) должен обеспечить локализацию места аварии, поставить в известность руководство подразделения и диспетчера

ПО, а также принять меры по обеспечению нормальной работы исправного оборудования.

50.2. При возникновении аварии на линейной части газопровода диспетчер подразделения обязан доложить об этом руководству подразделения, диспетчеру ПО и привести в действие план оповещения сбора и выезда аварийной бригады.

50.3. 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 — первоочередным направлением бригад к отключающей запорной арматуре предполагаемого аварийного участка для локализации аварии.

50.4. Руководство работами по ликвидации аварии должен возглавить: на месте — начальник или заместитель начальника подразделения; в диспетчерской ПО — директор, главный инженер или их заместители.

До прибытия руководителя подразделения на объект его обязанности по локализации и ликвидации аварии исполняет старший по должности специалист подразделения, службы, цеха — по принадлежности аварийного объекта.

Если для ликвидации аварии необходимо выполнить большой объем работ с привлечением персонала, ресурсов и технических средств нескольких подразделений или намечаемые работы технически сложны, то организацию работ на месте должен возглавить ответственный представитель ПО, назначенный приказом руководителя ПО.

50.5. При возникновении аварии на ГРС диспетчер подразделения немедленно предупреждает потребителей газа о необходимости перехода на резервное топливо, докладывает руководству подразделения и диспетчеру ПО, вызывает аварийную бригаду и осуществляет необходимые мероприятия по максимально возможной в аварийной ситуации подаче газа потребителям.

50.6. О всех авариях на КС, ГРС и магистральных газопроводах диспетчеры ПО извещают ЦДУ ЕСГ СССР и местные органы госгазнадзора.

50.7. Причины аварий, разрушений и повреждений расследуют в соответствии с Положением о расследовании отказов газовых объектов Министерства газовой промышленности СССР, подконтрольных органам Государственного газового надзора в СССР.

50.8. Задачами персонала производственных объединений и его подразделений при возникновении аварийных ситуаций являются:

локализация аварии отключением аварийного участка газопровода, КС, ГРС, СПХГ 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 объемов их;

принятие необходимых мер по максимальному использованию оставшихся в работе газотранспортного оборудования, линейной части и СПХГ;

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 к месту ликвидации аварии;

ликвидация аварий в возможно короткие сроки.

50.9. Все 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.

50.10. При возникновении пожара или внезапном выбросе газа в машинном зале, галерее нагнетателей, укрытиях ГПА, на технологических коммуникациях, площадках пылеуловителей, АВО газа, узлах подключения КС оперативный персонал должен аварийно остановить компрессорную станцию.

В аналогичных случаях порядок остановки ГРС и СПХГ определяется инструкциями производственных объединений.

50.11. На случаи возникновения аварийных ситуаций и отказов на линейной части, КС, ГРС, СПХГ эксплуатационные производственные подразделения должны иметь разработанный и утвержденный план оповещения, сбора и выезда на трассу газопровода аварийных бригад и техники.

50.12. 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 принимать меры, исключающие движение транспорта;

уточнить место и размеры аварии;

выйти на связь с диспетчером или руководителем подразделения, 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.

50.13. Запрещается приближение к зоне аварии людей и техники до организации связи и получения сообщений о полной локализации аварии, об организации непрерывного дежурства на отключающей от действующего газопровода запорной арматуре, о выполнении дополнительных мер по предотвращению случайной или самопроизвольной перестановки запорной арматуры на границах отключенного участка.

50.14. 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 подразделения.

План оповещения, сбора и выезда на трассу в этих случаях приводится в действие в соответствующих подразделениях.

50.15. 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.

Глава 51

ПОДГОТОВКА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА К ЭКСПЛУАТАЦИИ В ОСЕННЕ-ЗИМНИХ УСЛОВИЯХ И К ВЕСЕННЕМУ ПАВОДКУ

51.1. Для обеспечения эффективной и надежной эксплуатации газопроводов в осенне-зимний период службами подразделений должен быть выполнен соответствующий комплекс мероприятий, оформляемый паспортом готовности.

Паспорта готовности выдаются подразделениям производственными объединениями в сроки, устанавливаемые Мингазпромом СССР, и на основании актов проверок.

51.2. Состав комиссии назначается руководством ПО из работников объединений с участием представителей местных органов госгазнадзора, которые могут быть председателями комиссий, и при необходимости — с привлечением работников проектных, ремонтных и наладочных организаций Мингазпрома СССР.

51.3. Паспорт подписывают председатель, члены комиссии на основании акта проверки и утверждает директор ПО. Лица, подписывающие паспорт готовности, несут ответственность за полное и качественное выполнение всех условий его выдачи.

51.4. Паспорт готовности к работе в осенне-зимних условиях должен выдаваться только после выполнения всех установленных ПО требований к техническому состоянию оборудования и ком-

муникаций территорий, зданий и сооружений объектов магистрального газопровода.

Особое внимание должно быть уделено работоспособности систем пожаротушения, водо- и теплоснабжения, электроснабжения, аварийного освещения, наличия запасов ГСМ, в том числе зимних сортов, отсутствия утечек газа, воды, масла и других рабочих жидкостей.

51.5. В случае неполного выполнения подразделениями требований о выдаче паспортов по не зависящим от них причинам вопрос о возможности выдачи паспорта решается ПО совместно с Главгосгазнадзором СССР. О выдаче паспорта готовности ПО должно уведомить Мингазпром СССР в установленном порядке.

51.6. Подготовка объектов и сооружений магистральных газопроводов к весенним паводкам должна проводиться по разработанному подразделением 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 горючесмазочных 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.

Перечень действующих нормативных документов

1. Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов.
2. СНиП 1.01.01—82. Система нормативных документов в строительстве. Основные положения.
3. СНиП 1.01.02—83. Система нормативных документов в строительстве. Порядок разработки и утверждения нормативных документов.
4. СНиП 1.01.03—83. Система нормативных документов в строительстве. Правила изложения и оформления нормативных документов.
5. Правила безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов.
6. СНиП 01.04—87. Правила производства и приемка работ. Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения.
7. СНиП III-42—80. Правила производства и приемки работ. Магистральные трубопроводы.
8. СНиП 2.05.06—85. Магистральные трубопроводы.
9. СНиП II-18—76. Основания и фундаменты зданий и сооружений на вечномерзлых грунтах. Нормы проектирования.
10. Правила подачи газа магистральным газопроводам и потребителям.
11. Порядок получения разрешения на пуск газа на газоиспользующие установки для проведения режимно-наладочных работ и ввода этих установок в эксплуатацию.
12. Единая система управления охраной труда в газовой промышленности.
13. СНиП 3.01.01—85. Организация строительного производства.
14. СН 378—77. Инструкция по оценке качества строительно-монтажных работ.
15. СНиП 1.06.05—85. Положение об авторском надзоре проектных организаций за строительством предприятий, зданий и сооружений.
16. Отраслевое положение о строительстве и приемке в эксплуатацию магистральных газопроводов.
17. ВСН-2-141—82. Инструкция по метрологическому обеспечению контроля качества строительства магистральных трубопроводов.
18. ВНТП 01—81. Нормы технологического проектирования объектов газодобывающего предприятия и станции подземного хранения газа.
19. Положение о расследовании отказов газовых объектов Министерства газовой промышленности, подконтрольных органам Государственного газового надзора в СССР.
20. Правила охраны магистральных трубопроводов.

21. Устав внутреннего водного транспорта.

22. Инструкция по применению стальных труб в газовой и нефтяной промышленности.

23. ВСН2-124—80. Инструкция по технологии сварки магистральных трубопроводов.

24. ВСН2-61—75. Инструкция по технологии сварки, по термической обработке, контролю стыков трубопроводов из малоуглеродистых сталей для транспортировки природного газа и конденсата, содержащих сероводород.

25. ВСН 2-120—80. Инструкция по технологии сварки трубопроводов и технологического оборудования при монтаже компрессорных станций.

26. ВСН-2-72—82. Инструкция по технологии стыковой электроконтактной сварки оплавлением магистральных трубопроводов из сталей с пределом прочности до 60 кгс/мм^2.

27. Инструкция по термитной приварке выводов ЭХЗ к магистральным газопроводам.

28. ВСН 2-138—82. Инструкция по технологии кислородной резки труб диаметром 529—1420 мм в трассовых условиях.

29. Инструкция по технологии воздушно-плазменной резки труб в трассовых условиях.

30. Типовая инструкция по безопасному ведению огневых работ на газовых объектах Мингазпрома.

31. Типовая инструкция по организации безопасного проведения газоопасных работ.

32. Инструкция по технологии сварки и резки труб при производстве ремонтно-восстановительных работ на магистральных газопроводах.

33. Инструкция по оценке прочности и контролю участков газопроводов в слабонесущих грунтах.

34. ВСН 150—82. Типовое положение по организации контроля воздушной среды.

35. Правила эксплуатации подземных хранилищ газа, сооружаемых в пористых средах.

36. ВСН 157—83. Инструкция по производству очистки полости и испытанию строящихся магистральных трубопроводов.

37. Правила аттестации сварщиков.

38. ВСН-2-143—82. Инструкция по организации хранения, подготовке и контролю сварочных электродов, флюсов и проволоки сплошного сечения (для многониточной системы газопроводов).

39. ВСН 2-120—80. Инструкция по технологии сварки трубопроводов и технологического оборудования при монтаже компрессорных и насосных станций.

40. ВСН 2-124—80. Инструкция по технологии сварки магистральных трубопроводов.

41. ВСН 171—84. Инструкция по технологии сварки и контролю качества сварных соединений промысловых трубопроводов.

42. ВСН 70—79. Инструкция по монтажу и испытанию тру-

бопроводов диаметром условного прохода до 400 мм включительно на давление свыше 9,8 до 245 МПа.

43. ВСН 2-146—82. Инструкция по радиографическому контролю сварных соединений трубопроводов различного диаметра.

44. ВСН 2-148—82. Инструкция о порядке маркировки радиографических снимков и оформлению заключений по качеству сварки.

45. ВСН 176—84. Инструкция по магнитографическому контролю сварных соединений магистральных трубопроводов.

46. ВСН 2-135—81. Инструкция по технологии и организации перевозки, погрузки, разгрузки и складирования труб больших диаметров при строительстве нефтегазопроводов.

47. ВСН 184—85. Технология автоматической сварки неповоротных стыков трубопроводов диаметром 530 мм и более порошковой проволокой с принудительным формированием.

48. Правила технической эксплуатации теплоиспользующих установок и тепловых сетей.

49. ВСН 2-139—82. Инструкция по технологии стыковой электроконтактной сварки труб малого диаметра с большими толщинами стенок.

50. СНиП III-45—76. Сооружение гидротехнических, транспортных, энергетических и мелиоративных систем. Правила производства и приемки работ.

51. Нормативный табель оснащения линейно-эксплуатационных служб (ЛЭС) магистральных газопроводов материально-техническими ресурсами.

52. Нормы неснижаемого запаса труб, оборудования, материалов и запасных частей на газопроводе.

53. ВСН 2-144—82. Инструкция по технологии и организации строительства трубопроводов из труб с заводской изоляцией.

54. ВСН 2-28—76. Инструкция по контролю состояния изоляции законченных строительством участков трубопроводов катодной поляризацией.

55. Правила технической эксплуатации железных дорог СССР.

56. Инструкция по контролю толщин стенок подземных газопроводов, технологической обвязки ГРС, трубопроводов КС и гребенок подводных переходов магистральных газопроводов.

57. Инструкция по составлению планов ликвидации аварий.

58. Руководство по эксплуатации средств противокоррозионной электрохимической защиты подземных газопроводов.

59. ВСН 180—85. Инструкция по балластировке трубопроводов с использованием закрепленных грунтов.

60. ВСН 193—86. Инструкция по применению геотекстильных синтетических материалов (ГСМ) при балластировке грунтом стальных трубопроводов.

61. ВСН 2-136—81. Инструкция по выбору и применению различных типов утяжеляющих грузов и анкерных устройств для закрепления магистральных трубопроводов против всплытия.

62. Инструкция по технологии изоляции стыков труб диаметром 1220, 820, 1020 и 1420 мм с заводскими эпоксидным и полиэтиленовым покрытием термоусаживаемыми манжетами ТУМ-Д/600.

63. ВСН 150—82. Инструкция по контролю качества строительства и техническому надзору при производстве изоляционно-укладочных работ и сооружений средств электрохимической защиты на магистральных трубопроводах.

64. ВСН 2-127—81. Инструкция по сооружению установок электрохимической защиты от коррозии линейной части магистральных трубопроводов.

65. ВСН 31—82. Инструкция по применению отечественных полимерных изоляционных лент и оберточных материалов для изоляции трубопроводов.

66. ВСН 2-84—82. Инструкция по применению импортных изоляционных полимерных лент и липких оберток.

67. ВСН 2-149—82. Инструкция по производству работ при сооружении магистральных стальных трубопроводов. Изоляционно-укладочные работы.

68. Положение о государственном санитарном надзоре в СССР.

69. Положение об охране подземных вод.

70. ППБВ—85. Правила пожарной безопасности в газовой промышленности.

71. Положение системы планово-предупредительного ремонта газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом.

72. Нормы вибрации трубопроводов технологического газа КС с центробежными нагнетателями.

73. Нормы вибрации. Оценка интенсивности вибрации газоперекачивающих агрегатов в условиях эксплуатации на компрессорных станциях Министерства газовой промышленности.

74. Положение о порядке сдачи в ремонт и приемки из ремонта газотурбинных ГПА.

75. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов.

76. Правила техники безопасности при монтаже оборудования компрессорных станций на магистральных газопроводах.

77. Правила устройства и безопасной эксплуатации поршневых компрессоров, работающих на взрывоопасных и токсичных газах.

78. Правила устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов.

79. Нормы аварийного запаса труб, стальной трубопроводной арматуры, соединительных деталей и монтажных заготовок для магистральных газопроводов.

80. Инструкция по устранению коррозионных повреждений труб сваркой при капитальном ремонте магистральных газопроводов.

81. Инструкция по отбраковке труб при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов.

82. ВСН 2-11—79. Правила капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов.

83. Инструкция по надежному закрытию запорных кранов импортного производства и мерах, исключающих самопроизвольную или ошибочную их перестановку при проведении огневых и газоопасных работ на компрессорных станциях.

84. Требования органов госгазнадзора к проведению наладочных работ на газоиспользующих установках.

85. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

86. ВСН 2-140—82. Инструкция по техническому расследованию отказов при испытании магистральных трубопроводов.

87. ВСН 51-1—80. Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Министерства газовой промышленности.

88. Инструкция по техническому расследованию и учету аварий, не повлекших за собой несчастных случаев, на подконтрольных Госгортехнадзору СССР предприятиях и объектах.

89. Инструкция о расследовании и учете несчастных случаев на подконтрольных Госгортехнадзору СССР предприятиях и объектах.

90. Правила технической эксплуатации и требования безопасности труда в газовом хозяйстве РСФСР.

91. ОСТ 51.100—83. Надежность магистральных газопроводов. Термины и определения.

92. ОСТ 51.80—82. Надежность линейной части магистральных газопроводов. Система сбора и обработки информации. Основные положения.

93. ОСТ 102-80—83. Надежность в технике. Строительство магистральных трубопроводов. Термины и определения.

94. Правила безопасности в газовом хозяйстве.

95. СНиП III-4—80. Техника безопасности в строительстве.

96. Положение о государственном контроле за ведением работ по геологическому изучению недр.

97. СНиП II-2—80. Противопожарные нормы проектирования заданий и сооружений.

98. СН 463—74. Указания по определению категории производства по взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности.

99. СНиП II-30—76. Внутренний водопровод и канализация зданий.

100. СНиП II-31—74. Водоснабжение. Наружные сети и сооружения.

101. СНиП II-32—74. Канализация. Наружные сети и сооружения.

102. СНиП II-33—75. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха.

103. СНиП II-36—73. Тепловые сети.

104. СНиП II-37—76. Газоснабжение. Внутренние и наружные устройства.
105. СН 174—75. Инструкция по проектированию электроснабжения промышленных предприятий.
106. СН 305—77. Инструкция по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений.
107. СН 357—77. Инструкция по проектированию силового и осветительного оборудования промышленных предприятий.
108. СНиП II-90—84. Производственные здания промышленных предприятий.
109. СН 433—79. Инструкция по строительному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтяной и газовой промышленности.
110. СН 452—73. Нормы отвода земель для магистральных трубопроводов.
111. СНиП III-4—80. Техника безопасности в строительстве.
112. СНиП III-23—76. Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии.
113. СНиП III-28—75. Санитарно-техническое оборудование зданий и сооружений.
114. СНиП III-29—76. Газоснабжение. Внутренние устройства. Наружные сети и сооружения.
115. Инструкция о порядке предоставления горных отводов для использования недр в целях, не связанных с добычей полезных ископаемых.
116. Положение о ликвидации нефтяных, газовых и других скважин и списание частей на их сооружения.
117. Положение о переводе нефтяных и газовых нагнетательных и контрольных скважин на другие горизонты.
118. Инструкция по организации и методике проведения профилактической работы по предупреждению возникновения газопроявлений, открытых газовых и нефтяных фонтанов в скважинах и аварий на объектах газовой промышленности.
119. Временная инструкция по вскрытию газоносного пласта с промывкой пеной по герметизированной системе циркуляции.
120. Инструкция о порядке ликвидации и консервации предприятий по добыче полезных ископаемых.
121. Временная инструкция по испытанию скважин на герметичность.
122. Типовые технологические схемы промысловой обработки газа и конденсата.
123. СНиП III-30—74. Водоснабжение, канализация и теплоснабжение. Наружные сети и сооружения.
124. СН 298—64. Инструкция по пневматическому испытанию наружных трубопроводов.
125. Инструкция о порядке получения от поставщиков, перевозки, хранения, отпуска и применения метанола на газовых промыслах, магистральных газопроводах и станциях подземного хранения газа (СПХГ).

126. Положение о передаче законченных разведкой месторождений полезных ископаемых в промышленное освоение.

127. Временное положение о порядке перевода сооружаемых подземных хранилищ природного газа (в водоносных пластах) в эксплуатацию.

128. Техническое руководство по эксплуатации и обслуживанию технологического промыслового оборудования газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа Мингазпрома.

129. Временная инструкция по предупреждению и ликвидации гидратов в системах добычи и транспорта газа.

130. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей.

131. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

132. Правила технической эксплуатации электростанций и сетей.

133. Инструкция по монтажу электрооборудования, силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон.

134. СНиП 3.05—06.85. Правила производства и приемки работ. Электротехнические устройства.

135. СНиП 3.05.07.85. Правила производства и приемки работ. Системы автоматизации.

136. СНиП 1.06.05—85. Положение об авторском надзоре проектных организаций за строительством предприятий, зданий и сооружений.

137. ВСН-161—71. Инструкция по составлению проектов производства работ на монтаж приборов и средств автоматизации.

138. ВСН 332—74. Инструкция по монтажу электрооборудования, силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон.

139. МСН 231 - 70. Инструкция по концевым заделкам кабелей и проводов в штепсельные разъемы.

140. МСН-250—70. Инструкция по концевым заделкам и соединениям кабелей и проводов в установках приборов и средств автоматизации.

141. СНиП 3.05.05.84. Правила производства и приемки работ. Технологическое оборудование. Основные положения.

142. Типовая структура управления производством и нормативы численности инженерно-технических работников и служащих производственных объединений по транспортировке и поставке газа.

143. Временные правила защиты от проявления статического электричества на производственных установках и сооружениях в нефтяной и газовой промышленности.

144. ВСН 281—75. Временные указания по проектированию автоматизации производственных процессов.

Принятые сокращения

ПТЭ МГ — правила технической эксплуатации магистральных газопроводов
МГ — магистральный газопровод
ГКС — газокомпрессорная станция
КС — компрессорная станция
СПХГ — станция подземного хранения газа
ПХГ — подземное хранилище газа
ПО — производственное объединение
ЛЭС — линейно-эксплуатационная служба
ЛЭП — линия электропередачи
ГРС — газораспределительная станция
ГРП — газораспределительный пункт
ААЗК — автомат аварийного закрытия крана
ЦП — циркулярное письмо
ИП — инструктивное письмо
РД — руководящий документ
ЦДС — центральная диспетчерская служба
ЦДУ ЕСГ — центральное диспетчерское управление единой системы газоснабжения
ДП — диспетчерский пункт
ЦДП — центральный диспетчерский пункт
ЕСГ — единая система газоснабжения
ЭХЗ — электрохимическая защита
УКЗ — установка катодной защиты
УДЗ — установка дренажной защиты
УПЗ — установка проекторной защиты
ГПА — газоперекачивающий агрегат
ГЩУ — главный щит управления
КЦ — компрессорный цех
САУ — система автоматического управления
КИПиА — контрольно-измерительные приборы и автоматика
АСУ — автоматизированная система управления
АСУ ТП — автоматизированная система управления технологическим процессом
РЗ — релейная защита
ПА — противоаварийная автоматика
АВР — аварийное включение резерва
КТП — контрольный технологический пункт
АЩСУ — автоматизированный щит системы управления
ДП — диспетчерский пункт
РВБ — ремонтно-восстановительная бригада
ЭВМ — электронно-вычислительная машина
КП — контрольный пункт
ИВЦ — информационно-вычислительный центр

ИП — информационный пункт
АПД — аппаратура передачи данных
РТА — рулонный телеграфный аппарат
ФТА — фототелеграфная аппаратура
ФА — факсимильная аппаратура
ЦТМ — центральная телемеханика
АРМ — автоматизированное рабочее место
АП — абонентный пункт
КТМС — контролер телемеханической связи
ВТ — вычислительная техника
КТС — комплекс технических средств
ТО — техническое обслуживание
АТС — автоматическая телефонная станция
СИ — средства измерений
ЗИП — запасные части, инструменты, принадлежности
ЭД — эксплуатационная документация
ГВЦ — головной вычислительный центр
ИАСУ — интегрированная АСУ
ИК — измерительный канал
ЛТМ — линейная телемеханика
ТОУ — технологический объект управления
УВК — управляющий вычислительный комплекс
ПУ — пульт управления
ЦСТС — центральная станция технологической связи
НТД — нормативно-техническая документация
ОРММ — общеотраслевой руководящий методический материал

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Нумерация технологической арматуры на компрессорных станциях

Номер	Наименование крана	Место установки
	Трубопроводы технологического газа КС	
1	Входной	Входной газопровод ГПА
2	Нагнетательный	Выходной газопровод ГПА
3, 3б	Обводной	Трубопровод между входным и выходным газопроводами ГПА
4	Наполнительный	Обводной газопровод крана 1
5	Выпускной (свеча)	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

Номер	Наименование крана	Место установки
	Трубопроводы топливного газа	
12	Отсечной	Входной топливный газопровод ГПА
10	Выпускной (свеча)	Выпускной топливный газопровод (свеча)
14	Дежурный	Входной газопровод дежурной горелки камеры сгорания ГТУ
	Трубопроводы узла подключения КС к магистральному газопроводу	
7, 7а	Входной	Входной газопровод КС
8, 8а	Выходной	Выходной газопровод КС
17, 17а	Выпускной (свеча) на входе	Выпускной газопровод на входе в КС
18, 18а	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	»	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	»	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
1234.21.9		Индекс 9 обозначает расположение перемычки после линейных кранов
1234—2.1	Обводной	Первый по ходу газа в трехкрановой обвязке линейного крана второй нитки
1234—2.2	»	То же, но второй по ходу газа
1234—2.3	Свечной	Общая свеча в трехкрановой обвязке
1234—2.4	Обводной	Линейный кран второй нитки

Номер	Наименование крана	Порядок нумерации и место установки
1234—2.5	Свечной	Газопровод до линейного крана второй нитки
1234—2.6	»	Газопровод после линейного крана второй нитки
1234—12.1	Обводной	Установленный на перемычке кран со стороны первой нитки
1234—21.1	»	То же на кране со стороны второй нитки

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

Минимальные расстояния (в м) от газопроводов I и II классов до населенных пунктов отдельных промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений

Объекты, здания, сооружения	Условный диаметр газопровода, мм							
	I						II	
	300 и менее	Свыше 300 до 600	Свыше 600 до 800	Свыше 800 до 1000	Свыше 1000 до 1200	Свыше 1200 до 1400	300 и менее	Свыше 300
1. Города и другие населенные пункты: коллективные сады с домиками, дачные поселки; отдельные промышленные и сельскохозяйственные предприятия; тепличные комбинаты и хозяйства; птицефабрики; молокозаводы; карьеры разработки полезных ископаемых; гаражи и открытые стоянки для автомобилей индивидуальных владельцев на количество автомобилей свыше 20; отдельно стоящие здания с массовым скоплением людей (школы, больницы, клубы, детские сады и ясли, вокзалы и т. д.); жилые здания трехэтажные и выше; железнодорожные станции; аэропорты; морские и речные порты и пристани; гидроэлектростанции; гидротехнические сооружения морского и речного транспорта I—IV классов; очистные сооружения и насосные станции водопроводные, не относящиеся к магистральному трубопроводу, мосты железных дорог общей сети и автомобильных дорог I и II категорий с пролетом свыше 20 м (при прокладке нефтепроводов и нефтепродуктопроводов ниже мостов по	100	150	200	250	300	350	75	125

Продолжение приложения 5

Объекты, здания, сооружения	Условный диаметр газопровода, мм							
	I						II	
	300 и менее	Свыше 300 до 600	Свыше 600 до 800	Свыше 800 до 1000	Свыше 1000 до 1200	Свыше 1200 до 1400	300 и менее	Свыше 300
течению); склады легковоспламеняющихся и горючих жидкостей и газов с объемом хранения свыше 1000 м^3; автозаправочные станции; мачты (башни) и сооружения многоканальной радиорелейной линии, технологической связи трубопроводов, мачты (башни) и сооружения многоканальной радиорелейной линии связи Министерства связи СССР и других ведомств; телевизионные башни								
2. Железные дороги общей сети (на перегонах) и автодороги I—III категорий, параллельно которым прокладывается трубопровод; отдельно стоящие: жилые здания одно-, двухэтажные; садовые домики, дачи; дома линейных обходчиков; кладбища; сельскохозяйственные фермы и огороженные участки для организованного выпаса скота; полевые станы	75	125	150	200	225	250	75	100
3. Отдельно стоящие нежилые и подсобные строения; устья бурящихся и эксплуатируемых нефтяных, газовых и артезианских скважин; гаражи и открытые стоянки для автомобилей индивидуальных владельцев на 20 автомобилей и менее; канализационные сооружения; железные дороги промышленных предприятий; автомобильные дороги IV, V, III-п и IV-п категорий, параллельно которым прокладывается трубопровод	30	50	100	150	175	200	30	50
4. Мосты железных дорог промышленных предприятий, автомобильных дорог III, IV, III-п, IV-п категорий с пролетом свыше 20 м (при прокладке нефтепроводов и нефтепродуктопроводов ниже мостов по течению)	75	125	150	200	225	250	75	125
5. Территории НПС, КС, установок комплексной подготовки нефти и газа, СПХГ, групповых и сборных пунктов промыслов, промысловых газораспределительных станций (ПГРС), установок очистки и осушки газа	75	125	150	200	225	250	75	125
6. Вертодромы и посадочные площадки без базирования на них вертолетов	50	50	100	150	175	200	50	50

Продолжение приложения 5

Объекты, здания, сооружения	Условный диаметр газопровода, мм							
	I						II	
	300 и менее	Свыше 300 до 600	Свыше 600 до 800	Свыше 800 до 1000	Свыше 1000 до 1200	Свыше 1200 до 1400	300 и менее	Свыше 300
7. Территории ГРС, автоматизированных газораспределительных станций (АГРС), регуляторных станций, в том числе шкафного типа, предназначенных для обеспечения газом:								
городов, населенных пунктов; предприятий; отдельных зданий и сооружений; других потребителей	50	75	100	125	150	175	50	75
объектов газопровода (пунктов замера расхода газа, термоэлектрогенераторов и т. д.)	25	25	25	25	25	25	25	25
8. Автоматизированные электростанции с термоэлектрогенераторами; аппаратура связи, телемеханики и автоматики	Не менее 15 от крайней нитки							
9. Магистральные оросительные каналы и коллекторы, реки и водоемы, вдоль которых прокладывается трубопровод; водозаборные сооружения и станции оросительных систем	25	25	25	25	25	25	25	25
10. Специальные предприятия, сооружения, площадки, охраняемые зоны, склады взрывчатых и взрывоопасных веществ, карьеры полезных ископаемых, добыча на которых производится с применением взрывных работ, склады сжиженных горючих газов	По согласованию с заинтересованными организациями и соответствующими органами Государственного надзора							
11. Воздушные линии электропередачи высокого напряжения, параллельно которым прокладывается трубопровод; воздушные линии электропередачи высокого напряжения, параллельно которым прокладывается трубопровод в стесненных условиях трассы; опоры воздушных линий электропередачи высокого напряжения при пересечении их трубопроводом; открытые и закрытые трансформаторные подстанции и закрытые распределительные устройства напряжением 35 кВ и более	В соответствии с Правилами устройства электроустановок, утвержденных Минэнерго СССР							
12. Земляной амбар для выпуска конденсата из газопровода	50	75	75	75	100	100	50	50

Продолжение приложения 5

Объекты, здания, сооружения	Условный диаметр газопровода, мм							
	I						II	
	300 и менее	Свыше 300 до 600	Свыше 600 до 800	Свыше 800 до 1000	Свыше 1000 до 1200	Свыше 1200 до 1400	300 и менее	Свыше 300
13. Кабели междугородней связи и силовые электрокабели	10	10	10	10	10	10	10	10
14. Мачты (башни) и сооружения необслуживаемой малоканальной радиорелейной связи трубопроводов, термоэлектрогенераторы	15	15	15	15	15	15	15	15
15. Необслуживаемые усилительные пункты кабельной связи в подземных термокамерах	10	10	10	10	10	10	10	10
16. Притрассовые постоянные дороги, предназначенные только для обслуживания трубопроводов	Не менее 10							

ПРИЛОЖЕНИЕ 6

Минимальные расстояния (в м) от компрессорных (в числителе) и газораспределительных (в знаменателе) станций до населенных пунктов, отдельных промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений при газопроводах I и II классов

Объекты, здания, сооружения	Условный диаметр газопровода, мм							
	I						II	
	300 и менее	Свыше 300 до 600	Свыше 600 до 800	Свыше 800 до 1000	Свыше 1000 до 1200	Свыше 1200 до 1400	300 и менее	Свыше 300
1. Города и другие населенные пункты; коллективные сады с садовыми домиками, дачные поселки; отдельные промышленные и сельскохозяйственные предприятия, тепличные комбинаты и хозяйства; птицефабрики; молокозаводы; карьеры разработки полезных ископаемых; гаражи и открытые стоянки для автомобилей индивидуальных владельцев на количество автомобилей свыше 20; установки	500/150	500/175	700/200	700/250	700/300	700/350	500/100	500/125

Продолжение приложения 6

Объекты, здания, сооружения	Условный диаметр газопровода, мм							
	I						II	
	300 и менее	Свыше 300 до 600	Свыше 600 до 800	Свыше 800 до 1000	Свыше 1000 до 1200	Свыше 1200 до 1400	300 и менее	Свыше 300
комплексной подготовки нефти и газа и их групповые и сборные пункты; отдельно стоящие здания с массовым скоплением людей (школы, больницы, клубы, детские сады и ясли, вокзалы и т. д.); жилые здания 3-этажные и выше; железнодорожные станции; аэропорты; морские и речные порты и пристани; гидроэлектростанции; гидротехнические сооружения морского и речного транспорта I — IV классов; мачты (башни) и сооружения многоканальной радиорелейной линии технологической связи трубопроводов; мачты (башни) и сооружения многоканальной радиорелейной связи Министерства связи СССР и других ведомств; телевизионные башни								
2. Мосты железных дорог общей сети и автомобильных дорог I и II категорий с пролетом свыше 20 м (при прокладке нефтепроводов и нефтепродуктопроводов ниже мостов по течению); склады легковоспламеняющихся и горючих жидкостей и газов с объемом хранения свыше 1000 м ^{3}; автозаправочные станции; водопроводные сооружения, не относящиеся к магистральному трубопроводу	250 150	300 175	350 200	400 225	450 250	500 300	250 100	300 125
3. Железные дороги общей сети (на перегонах) и автодороги I—III категорий; отдельно стоящие жилые здания одно-, трехэтажные; дома линейных обходчиков; кладбища, сельскохозяйственные фермы и огороженные участки для организованного выпаса скота; полевые станы	100 75	150 125	200 150	250 200	300 225	50 250	75 75	150 100
4. Мосты железных дорог промышленных предприятий, автомобильных дорог III—V, III-п и IV-п категорий с пролетом свыше 20 м	125 100	150 125	200 150	250 200	300 225	350 250	100 75	150 125
5. Железные дороги промышленных предприятий	75 50	100 75	150 100	175 150	200 175	250 200	50 50	100 75
6. Автомобильные дороги IV, V, III-п и IV-п категорий	75 50	100 75	150 100	175 150	200 175	250 200	50 60	100 75

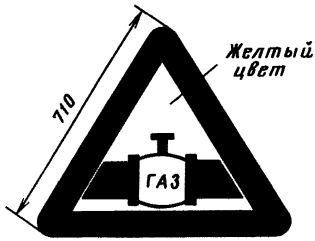
Продолжение приложения 6

Объекты, здания, сооружения	Условный диаметр газопровода, мм							
	I						II	
	300 и менее	Свыше 300 до 600	Свыше 600 до 800	Свыше 800 до 1000	Свыше 1000 до 1200	Свыше 1200 до 1400	300 и менее	Свыше 300
7. Отдельно стоящие нежилые и подсобные строения (сараи и т. п.); устья бурящихся и эксплуатируемых нефтяных, газовых и артезианских скважин; гаражи и открытые стоянки для автомобилей индивидуальных владельцев на 20 автомобилей и менее; очистные сооружения и насосные станции канализации	50/50	75/75	150/100	200/150	225/175	250/200	50/30	75/50
8. Открытые распределительные устройства 35, 110, 220 кВ электроподстанций, питающих КС и НПС магистральных трубопроводов и других потребителей	100	100	100	100	100	100	100	100
9. Открытые распределительные устройства 35, 100, 220 кВ электроподстанций, питающих КС и НПС магистральных трубопроводов	На территории КС с соблюдением взрыво- и пожаробезопасных разрывов от зданий и сооружений							
10. Лесные массивы пород:								
хвойных	50	50	50	50	50	50	50	50
лиственных	20	20	20	30	30	30	20	20
11. Вертодромы и посадочные площадки без базирования на них вертолетов:								
тяжелых типа МИ-6, МИ-10	100	100	150	200	225	250	100	100
средних типа МИ-4, МИ-8	75	75	150	200	225	250	75	75
легких типа МИ-2, КА-26	60	75	150	200	225	250	60	60
(высота зданий и сооружений трубопроводов, находящихся в полосе воздушных подходов вертолетов, не должна превышать размера плоскости ограничения высоты препятствий согласно требованиям нормативных документов МГА, утвержденных в установленном порядке)								
12. Специальные предприятия, сооружения, площадки, охраняемые зоны, склады взрывчатых и взрывоопасных веществ; карьеры полезных ископаемых; добыча на которых производится с применением взрывных работ; склады сжиженных горючих газов	По согласованию с заинтересованными организациями и соответствующими органами Государственного надзора СССР							
13. Воздушные линии электропередачи высокого напряжения	В соответствии с Правилами устройства электроустановок, утвержденными Минэнерго СССР							
14. Факел для сжигания газа	100	100	100	100	100	100	100	100

ПРИЛОЖЕНИЕ 7

Знак «Осторожно, газопровод»

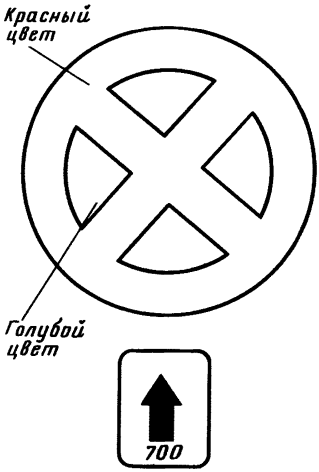
Устанавливается в местах пересечения газопровода с автомобильными, железнодорожными и водными путями.



ПРИЛОЖЕНИЕ 8

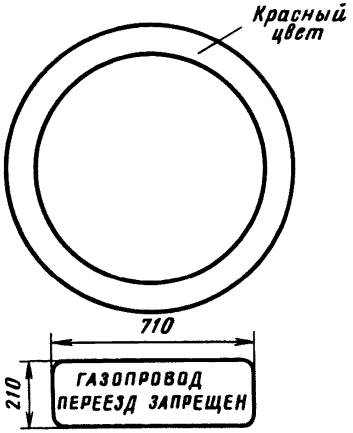
Знак «Остановка запрещена»

Устанавливается на пересечениях газопровода с автомобильными дорогами.



Знак «Газопровод. Переезд запрещен».

Устанавливается в местах недостаточной глубины заложения газопровода, неорганизованных проездов и переездов через газопровод.



Знак «Газ. С огнем не приближаться».

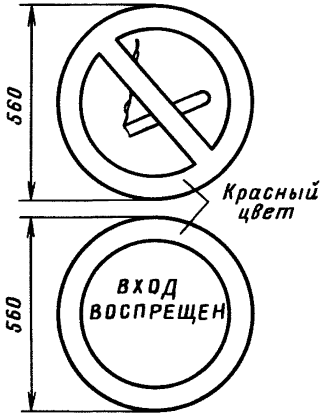
Устанавливается в местах утечки газа и в зонах загазованности атмосферы.



ПРИЛОЖЕНИЕ 11

Знак «Вход воспрещен».

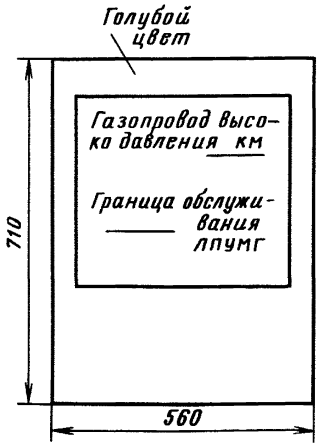
Устанавливается на ограждениях крановых узлов, приема — запуска очистных устройств, конденсатосборников, узлов сбора и утилизации конденсата, амбаров, аварийного сбора конденсата.



ПРИЛОЖЕНИЕ 12

Знак «Газопровод высокого давления».

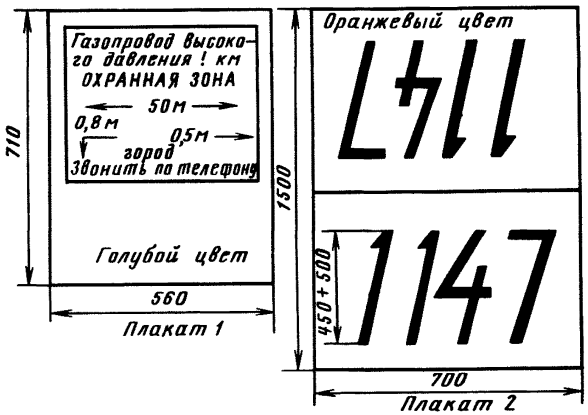
Устанавливается для обозначения на трассе газопровода



ПРИЛОЖЕНИЕ 13

Знак закрепления 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.



ПРИЛОЖЕНИЕ 14

Согласовано
с ЦК профсоюза рабочих нефтяной
и газовой промышленности
и ГУПО МВД СССР

Утверждено
Министерством газовой
промышленности СССР
03.08.1988

ТИПОВАЯ ИНСТРУКЦИЯ ПО БЕЗОПАСНОМУ ВЕДЕНИЮ ОГНЕВЫХ РАБОТ НА ГАЗОВЫХ ОБЪЕКТАХ МИНГАЗПРОМА СССР

Настоящая Инструкция содержит основные требования по безопасному проведению комплекса ремонтных работ (подготовительных, сварочно-монтажных и завершающих) на газовзрывоопасных объектах добычи, подготовки, транспортировки и хранения газа, подконтрольных органам госгазнадзора. Подробно рассмотрена специфика обеспечения безопасности огневых работ на линейной части магистральных газопроводов, промплощадках УППГ, УКПГ КС (ДКС), СПХГ, ГРС, АГНКС приведены классификация огневых работ, порядок их оформления и формы необходимой документации.

Инструкция разработана Главгосгазнадзором СССР (тех-

нический отдел), ГУПО МВД СССР и ВНИИГазом (лаборатория охраны труда) с участием специалистов предприятий и организаций Мингазпрома СССР.

Рабочая группа: В. В. Левочкин, В. Л. Немчин, Ю. П. Плыкин, С. Ф. Саламаха, В. И. Трушкин, В. Я. Крючков, Ф. М. Демидов.

Редакционная комиссия: С. С. Каширов (председатель), Г. П. Босняцкий, Г. М. Васяев, В. Л. Немчин, А. И. Чистяков, А. Н. Янович.

Сокращения, термины, определения

Взрыв — быстрое преобразование веществ (взрывное горение), сопровождающееся выделением энергии и образованием сжатых газов, способных производить работу (ПУЭ).

Взрывоопасная смесь — смесь с воздухом горючих газов, паров ЛВЖ, горючих пыли или волокон с НКПВ не более 65 г/м^3 при переходе их во взвешенное состояние, которая при определенной концентрации способна взрываться при возникновении источника инициирования взрыва (ПУЭ).

Взрывоопасная зона — помещение или ограниченное пространство в помещении или наружной установке, в котором имеются или могут образоваться взрывоопасные смеси (ПУЭ).

Примечание. Классификация и границы взрывоопасных зон определяются гл. 7.3. ПУЭ Минэнерго СССР (приложение 14.5).

АГНКС — автомобильная газонаполнительная КС;

ВПО — всесоюзное промышленное объединение;

ГРС — газораспределительная станция;

ГСМ — горючесмазочные материалы;

ДВС — двигатель внутреннего сгорания;

ДПД — добровольная пожарная дружина;

ЕСУОТ ГП — Единая система управления охраной труда в газовой промышленности;

КИПиА — контрольно-измерительные приборы и средства автоматики;

КС — компрессорная станция;

ЛВЖ — легковоспламеняющаяся жидкость;

ЛЭП — линия электропередачи;

НКПВ — нижний концентрационный предел воспламенения — минимальная концентрация горючих веществ в воздухе, при которой может произойти воспламенение смеси от ее соприкосновения с источником воспламенения, в объемных процентах (ОСТ 51.81 — 82);

НТД — нормативно-техническая документация.

Огневые работы — работы с применением открытого огня, искрообразованием, нагреванием сооружений, оборудования, инструмента, материалов до температур воспламенения (самовоспламенения) газо- и (паропыле) воздушной смеси и других

горючих веществ, появление которых в опасных концентрациях возможно в зоне воздействия этих работ (ОСТ 51.81—82).

Опасная зона — пространство, в котором возможно воздействие на работающего опасного и (или) вредного производственного фактора.

ПДК — предельно допустимая концентрация вредных веществ в воздухе рабочей зоны (ГОСТ 12.1.005—88);

ПО — производственное объединение;

СИЗ — средства индивидуальной защиты;

СИЗОД — средства индивидуальной защиты органов дыхания;

СМУ — строительно-монтажное управление;

УКПГ — установка комплексной подготовки газа;

УППГ — установка предварительной подготовки газа;

ЭХЗ — электрохимическая защита.

1. Общая часть

1.1. Настоящая Типовая инструкция содержит основные требования по организации и безопасному проведению подготовительных, собственно огневых и завершающих работ в общем объеме ремонтных работ на действующих и вводимых в эксплуатацию (при очистке полости, испытаниях и других пуско-наладочных работах с использованием природного газа) подконтрольных органам Государственного газового надзора в СССР газосборных и газораспределительных сетях газовых промыслов и СПХГ, линейной части МГ и ответвлений от них, газовом оборудовании (сосудах, работающих под давлением, арматуре и обвязочных трубопроводах) и внутриплощадочных газопроводах КС, АГНКС, ГРС и газораздаточных станций и пунктов Министерства газовой промышленности СССР (в дальнейшем — газовые объекты).

Организационно и технологически указанные работы могут выполняться различными составами исполнителей.

1.2. Инструкция является обязательным документом для всех предприятий (независимо от ведомственной принадлежности), осуществляющих непосредственно перечисленные работы на указанных объектах добычи, подготовки, транспортировки, хранения и распределения газа, а также для проектно-конструкторских и научно-исследовательских организаций — разработчиков техники и технологии ремонтов газовых объектов.

1.3. На основе настоящей Типовой инструкции руководители предприятий или их подразделений должны разработать дополнения с учетом специфики производства и местных условий. Эти дополнения должны быть согласованы с районными инспекциями госгазнадзора, местной пожарной охраной и утверждены руководителем предприятия (главным инженером) совместно с соответствующим профсоюзным комитетом.

1.4. В дополнении к Типовой инструкции должны быть отражены:

специфика условий проведения работ отдельно по объектам, производственному подразделению или предприятию в целом;

дополнительные опасные и вредные производственные факторы;

особенности климатических условий;

техника и технология выполнения работ, осложненных местными условиями, и дополнительные меры безопасности;

случаи проведения работ в условиях особой сложности (болота, полки на крутых склонах и т. п.).

1.5. К выполнению отдельных этапов ремонтной работы и операций могут привлекаться подразделения, бригады, отдельные специалисты сторонних организаций, технические средства с обслуживающим их персоналом, прошедшие специальную подготовку, сдавшие экзамены и получившие удостоверения.

В этом случае издается двусторонний (эксплуатирующей и привлекаемой организациями) приказ о формировании временной бригады с указанием в нем:

фамилий и квалификации лиц, выделяемых привлекаемой организацией;

перечня передаваемых во временное пользование технических средств;

представителя эксплуатирующей организации, назначаемого руководителем ремонтной работы.

1.6. Непосредственными исполнителями огневых работ могут быть работники, достигшие 18 лет, обладающие необходимой квалификацией, обученные безопасным методам и приемам выполняемой работы, имеющие навыки применения соответствующих СИЗ, СИЗОД, средств коллективной защиты, а также оказания доврачебной помощи, прошедшие проверку знаний на допуск к самостоятельной работе в установленном порядке и получившие удостоверения.

Запрещается участвовать и допускать к самостоятельному выполнению этих работ стажеров, учеников и практикантов.

1.7. Огневые работы делятся на плановые, выполняемые по наряд-допуску (разрешению) (приложение 14.3) и плану организации работы (пп. 1.16—1.17); аварийные, выполняемые с целью ликвидации последствий или предотвращения аварии в соответствии с планом ликвидации аварии, составляемым руководителем работ на месте без оформления наряда-допуска (разрешения) (п. 1.17).

1.8. В производственном подразделении (линейно-производственном управлении магистральных газопроводов, станции подземного хранения газа и т. п.) должен быть разработан перечень огневых работ с указанием должностных лиц, допускаемых к руководству этими работами (приложение 14.1).

Перечень огневых работ следует пересматривать каждые три

года, а также после реконструкции объектов, изменения технологии или обновления оборудования, по предписанию органов государственного надзора и вышестоящих организаций.

При возникновении необходимости в выполнении работы, не вошедшей в перечень, ее следует включить в этот перечень до начала проведения работ.

1.9. Наряд-допуск (разрешение) на проведение огневой работы подписывается начальником (заместителем начальника) цеха (службы), подразделения, на оборудовании и коммуникациях которого ее должны проводить. Наряд-допуск (разрешение) согласовывается с инженером по охране труда, а также ВГСС и пожарной охраной, если последние обслуживают подразделение, а при необходимости — со смежными технологически связанными установками (производствами, службами) и утверждается руководителем производственного подразделения (линейно-производственного управления магистральных газопроводов, станции подземного хранения газа, газопромыслового управления и т. п.), в границах деятельности которого производится работа, или его заместителем по производству.

Право утверждения наряд-допуска (разрешения) руководитель подразделения может предоставить руководителю отдельно расположенного цеха, производства (объекта, промплощадки).

Примечание. При назначении ответственным за проведение ремонтной работы первого руководителя производственного подразделения наряд-допуск (разрешение) утверждается руководством вышестоящей организации.

1.10. Подписавший наряд-допуск (разрешение) несет ответственность за правильность и полноту разработанных мер по безопасному проведению работ, указанных в наряде-допуске (разрешении).

Утвердивший наряд-допуск (разрешение) несет ответственность за достаточную квалификацию исполнителей, включенных в состав бригады.

1.11. Согласовавшие наряд-допуск (разрешение) несут ответственность согласно своим обязанностям, предусмотренным должностной инструкцией и Единой системой управления охраной труда в газовой промышленности.

1.12. Наряд-допуск (разрешение) оформляется в двух экземплярах. Один экземпляр наряда-допуска (разрешения) передается ответственному за подготовку к огневым работам, другой хранится у лица, утвердившего наряд-допуск (разрешение).

1.13. После выполнения подготовительной работы оба экземпляра наряда-допуска (разрешения) подписываются ответственным за подготовку к огневым работам, ответственным за проведение огневой работы и начальником (заместителем начальника) цеха, службы (см. п.1.9.), которые подтверждают полноту и качество подготовительной работы, мер, обеспечивающих безопасность, а также техническую и технологическую возможность проведения огневой работы, после чего один из

экземпляров наряд-допуска (разрешения) передается ответственному за проведение огневой работы.

В случае удаленности района проведения работ от места дислокации производственного подразделения допускается непосредственная приемка-передача подготовительных работ на месте с оформлением наряд-допуска (разрешения) подписями ответственных за подготовку к огневым работам и за проведение огневых работ с извещением об этом начальника смены (диспетчера) подразделения с помощью имеющихся средств связи, который в этом случае должен фиксировать в оперативном журнале весь ход работ по докладам ответственных лиц (приложение 14.2).

1.14. По завершении ремонтной работы ее выполнение и приемка подтверждаются подписями о наряд-допуске (разрешении) ответственных за подготовку и проведение огневых работ и начальника (заместителя начальника) цеха (службы), на оборудовании и коммуникациях которого она проводилась.

Если ответственным за проведение ремонтной работы является начальник цеха (службы), то приемка работ производится руководителем производственного подразделения или его заместителем по производству.

Один экземпляр оформленного наряд-допуска (разрешения) после окончания работ хранится у лица, утвердившего наряд-допуск (разрешение), другой — у ответственного за проведение ремонтной работы в делах его службы (цеха) не менее трех месяцев.

Записи в обоих экземплярах должны быть идентичны и четки. Запрещаются заполнение наряд-допуска (разрешения) карандашом, исправления в тексте и подписи ответственных лиц под копирку.

1.15. Наряд-допуск (разрешение) выдается на срок, необходимый для выполнения заданного объема работ, на одну бригаду, на один вид и место работы и действителен в течение указанного в нем времени.

Если работа не закончена в установленный срок, наряд-допуск (разрешение) может быть продлено ответственным за проведение ремонтной работы по согласованию с утвердившим его лицом на необходимый для завершения работ срок, при необходимости с соответствующей корректировкой ее характера и состава бригад, с оповещением диспетчерской службы.

1.16. План организации ремонтной работы составляется соответствующим производственным отделом, службой предприятия (подразделения), на объектах или в границах деятельности которого выполняются работы, и определяет организационно-технологическую последовательность их проведения.

1.17. План организации работы (план ликвидации аварии) составляется по произвольной форме, но обязательно должен включать:

наименование объекта, места проведения работ, даты, время их начала и окончания;

краткие технические и конструктивные требования к ремонтируемым (восстанавливаемым) элементам газового объекта, а также производству всех видов специальных работ со ссылкой на СНиП, ВСН, другой нормативный документ или номер чертежа;

указания о материальном обеспечении работ;

расстановку оборудования, механизмов, средств связи, охранных постов, пунктов отдыха и приема пищи, а также списочный состав персонала, участвующего в работе, с указанием фамилий и должностей лиц, ответственных за проведение работ;

порядок и последовательность осуществляемых переключений (отключений, включений) участков трубопроводов, технологического оборудования, средств электрохимической защиты и других;

подробную схему подлежащего ремонту узла (участков газопровода);

пооперационное расписание ремонтных работ и испытаний отремонтированных узлов (участков газопроводов).

1.18. Выдаваемые планы организации работ и наряды-допуски (разрешения) на проведение огневых работ регистрируются в специальном журнале, хранящемся у диспетчера (сменного инженера) предприятия (подразделения) (приложение 14.2).

1.19. При выполнении комплекса ремонтных работ, выполняемого несколькими коллективами исполнителей, должен быть издан приказ на их проведение и разработан план его проведения.

Издание приказа на проведение комплекса ремонтных работ необходимо в случаях:

одновременного проведения ремонтных работ на нескольких технологически связанных объектах;

необходимости согласованных действий или использования ресурсов нескольких производственных подразделений;

одновременного проведения ремонтных работ в нескольких рассредоточенных местах на одном газовом объекте;

проведения работ в условиях особой сложности, оговоренных дополнением к Инструкции (п. 1.4).

1.20. Приказом о проведении комплекса работ должны быть назначены его руководитель и ответственные за проведение отдельных ремонтных работ подразделения (службы, цеха, бригады) — участники работы с конкретизацией выделяемых ими персонала, оборудования, машин, механизмов, инструментов КИПиА, средств связи, материалов, СИЗ и средств коллективной защиты, медицинского и противопожарного обеспечения.

Приказ на указанный комплекс работ издается исходя из объема работ производственным объединением (предприятием) или его структурной единицей совместно с привлекаемыми организациями (п. 1.5).

1.21. Руководителями комплекса работ, в зависимости от его сложности, могут быть назначены руководители объединения, начальники (заместители начальника) производственых подразделений, начальники служб, на коммуникациях и оборудовании которых проводятся работы.

1.22. План организации комплекса работ согласовывается с руководителями предприятий (подразделений), служб, цехов, участвующих в выполнении работ, районной инспекцией Госгазнадзора, пожарной охраной данного предприятия (если оно имеется) и утверждается руководителем, подписавшим приказ о проведении этих работ.

При выполнении подготовительных сварочно-монтажных работ силами бригад привлекаемых сторонних организаций руководители бригад подчиняются руководителю комплекса работ и несут ответственность за безопасное проведение и качество работ, выполняемых персоналом их бригад.

1.23. Ответственными за проведение ремонтных работ при ликвидации разрушений, трещин и других дефектов в трубах, оборудовании, арматуре, возникших при очистке полости и испытаниях газовых объектов взрывоопасным газом на прочность и герметичность (после окончания строительства или капремонта), в зависимости от объема и сложности работ назначаются мастера, прорабы, начальники участков, начальники и главные инженеры строительно-монтажных предприятий и подразделений, прошедшие обучение и проверку знаний в своих предприятиях (подразделениях), имеющие достаточный опыт выполнения таких работ.

1.24. Если подготовка и непосредственное проведение огневой работы выполняется одним составом исполнителей, то целесообразно назначить одного ответственного за подготовку и проведение работы при условии, что он обладает необходимыми организационными навыками и техническими знаниями, знает безопасные методы и приемы работы и освобожден от выполнения других обязанностей на период выполнения этих работ.

1.25. Работы, связанные с сокращением добычи, транспортировки и поставки газа потребителю, должны быть согласованы с центральной диспетчерской службой производственного объединения, а при необходимости — с центральным диспетчерским управлением Единой системы газоснабжения СССР.

1.26. Ответственный за проведение огневой работы лично руководит ее проведением. Он несет ответственность за общую безопасность и дисциплину, качество и оперативность проведения работы в соответствии с нарядом-допуском (разрешением) и планом организации работы, а также настоящей и производственными инструкциями.

1.27. Распоряжения представителей вышестоящих и контролирующих организаций, связанные с выполнением огневых работ, должны передаваться персоналу только через ответственного за их проведение.

1.28. Перед началом огневой работы ответственный за ее проведение обязан:

проинструктировать участников работы под роспись о порядке, способе, специфике ее выполнения, а также о конкретных мерах безопасности (разовый инструктаж) с оформлением его в наряд-допуске (разрешении);

проверить наличие необходимых материалов, приспособлений, средств защиты, противопожарных и спасательных средств и т. п.;

обеспечить расстановку по местам постов, рабочих бригад, машин, механизмов и средств связи;

проверить работоспособность всех машин и механизмов;

проверить работоспособность запорной арматуры;

проверить наличие связи с постами и диспетчерской службой;

обеспечить контроль воздушной среды в зоне огневых работ.

1.29. Руководитель ремонтной работы несет ответственность за организацию обеспечения ее необходимыми оборудованием, механизмами, инструментами, приспособлениями, КИПиА, материалами, транспортными средствами, двухсторонней телефонной или радиосвязью, СИЗ и средствами коллективной защиты, противопожарными и спасательными средствами, знаками безопасности и плакатами, а также средствами оказания доврачебной помощи.

1.30. При проведении огневых работ транспортные и противопожарные средства, спецоборудование, механизмы, средства радиосвязи и материалы необходимо располагать с наветренной стороны. Они должны устанавливаться с учетом возможного их быстрого передвижения и маневра одновременно и раздельно.

1.31. Персонал, непосредственно не участвующий в выполняемой операции, транспортные средства, оборудование, материалы и другие ценности, не применяемые в ней, а также места отдыха, обогрева, приема пищи, медпункт, командный пост (передвижные вагончики, палатки и т. п.) должны быть расположены вне опасных зон, указанных в таблице минимальных расстояний радиусов опасных зон (приложение 14.4).

1.32. Перед началом работ начальник смены (диспетчер) предупреждает заинтересованные организации (предприятия), цеха, службы и должностных лиц о месте, характере и времени начала огневой работы.

1.33. Работы, связанные с возможным выделением взрывоопасных веществ в количестве, способном создать взрывоопасную концентрацию, необходимо выполнять с применением спецоборудования, инструмента (в том числе электрифицированного), КИПиА и других средств во взрывозащищенном исполнении, соответствующем категории и группе взрывоопасной смеси, а также инструмента и приспособлений, не дающих искр.

1.34. На используемые для выполнения огневых (ремонтных)

работ материалы и изделия должны быть документы (паспорта, сертификаты), удостоверяющие их качество и соответствие условиям применения.

1.35. Сведения о проведенных ремонтных работах в пятнадцатидневный срок должны быть внесены в исполнительную техническую документацию и паспорт объекта.

1.36. Исполнительная документация по проведенным ремонтным работам и документы, указанные в п.1.34, должны храниться с исполнительно-технической документацией на строительство данного объекта.

2. Подготовительные работы

2.1. Общие требования

2.1.1. Подготовка газового объекта к огневой работе осуществляется эксплуатационным персоналом этого объекта (подразделения цеха, производства) в соответствии с разрешением (нарядом-допуском) и планом организации работ.

2.1.2. До начала работ должна быть изучена документация, характеризующая техническое состояние и надежность технологического оборудования и газопроводов с целью выявления утечек взрывоопасных веществ, ЛВЖ, по своей интенсивности и местоположению представляющих опасность при выполнении указанных огневых работ.

2.1.3. При обнаружении утечек газа в границах опасной зоны неисправные газопроводы в зависимости от интенсивности истечения газа должны быть освобождены от него полностью или снижено давление в них не менее чем на 30% от максимального рабочего давления, зарегистрированного в обследуемом участке в течение последнего года эксплуатации.

2.1.4. Зона огневой работы должна быть подготовлена для безопасного и удобного ее выполнения; организованы свободные подходы и подъезды к месту работы, удалены мешающие предметы, взрывоопасные и вредные вещества.

Сливные воронки, выходы из лотков и другие устройства, связанные с канализацией, в которых могут быть горючие газы и пары, должны быть перекрыты. На месте огневых работ должны быть приняты меры по недопущению разлета искр.

2.1.5. Зона огневой работы с учетом специфики места ее выполнения, погоды, в том числе направления и скорости ветра, должна быть обозначена (ограждена) соответствующими предупредительными знаками безопасности и плакатами.

2.1.6. Для недопущения проникновения в зону огневой работы посторонних лиц, транспортных средств, а также животных следует выставить охранные посты, снабженные средствами предупреждения об опасности (световые, звуковые) и двухсторонней телефонной или радиосвязью с руководителем работы.

2.1.7. Место проведения огневой работы должно быть недеж-

но отключено (изолировано) от источников возможного поступления взрывопожарных и вредных веществ, в том числе и от смежных технологических систем, а подлежащие ремонту газовое оборудование или участки газопроводов — освобождены от заполняющей среды до давления, обеспечивающего безопасное проведение работ (100—500 Па).

2.1.8. Должны быть приняты меры, исключающие ошибочную или самопроизвольную перестановку запорной арматуры, отключающей место проведения работы.

Для этого необходимо установить дежурство проинструктированного персонала, контролирующего положение и при необходимости управляющего запорной арматурой.

При отсутствии необходимости управления арматурой следует:

на пневмогидроприводных кранах — стравить импульсный газ, снять шланги (импульсные трубки) с пневмогидроприводов и убрать их, а штуцеры заглушить, убрать чеки (штыри) кранов, служащие для их перевода с автоматического управления на ручное;

с арматуры с ручным приводом снять штурвалы или закрыть привод с помощью цепи на замок;

вывесить соответствующие знаки безопасности и плакаты: «Не открывать», «Не закрывать» (где это необходимо).

2.1.9. В местах предстоящего разъединения фланцев или вырезки катушек должны быть установлены электроперемычки с площадью сечения не менее 25 мм ^{2}, а средства электрохимической защиты непосредственно перед началом огневой работы отключены.

2.1.10. На месте огневой работы должны быть штатные средства пожаротушения, предусмотренные табелем оснащения ремонтной (линейно-эксплуатационной и оперативно-производственной) службы, а также планом организации работ.

2.1.11. После завершения подготовительной работы ответственный за ее проведение совместно с руководителем огневой работы обязаны проверить и подтвердить (п. 1.13) выполнение этого этапа ремонтной работы.

2.2. Подготовка газового оборудования

2.2.1. Газовое оборудование (сосуды, работающие под давлением, арматура и обвязочные трубопроводы), подлежащее ремонту, должно быть согласно п. 2.16 отключено от всех трубопроводов, соединяющих его с источником давления и освобождено от газа (ЛВЖ).

Сосуды и емкости должны быть отключены заглушками в соответствии с требованиями «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» Госгортехнадзора СССР и требованиями отраслевых правил безопасности и инструкций по подготовке оборудования к ремонтным работам.

Допускается отключение газового оборудования двумя последовательно установленными запорными устройствами с дренажом между ними.

2.2.2. Остаточный газоконденсат (ЛВЖ) после опорожнения оборудования сливают самотеком, откачивают насосом, выдавливают природным газом или азотом в продувочную емкость.

Запрещается выдавливание сжатым воздухом, а также слив на грунт (пол) и в канализацию.

2.2.3. После освобождения сосуды и трубопроводы следует тщательно пропарить и продуть сжатым азотом, воздухом.

При наличии в сосудах и трубопроводах пирофорных отложений их полости после пропарки перед продувкой должны быть промыты водой. Заполнение сосудов водой для промывки производится при открытом верхнем ложе. Промывочная вода сливается в промышленную канализацию, а пирофоры удаляются в пожаробезопасное место под слоем воды.

2.2.4. После продувки сосуды должны быть провентилированы естественно (при открытых верхнем и нижнем люках) или принудительно в течение времени, обеспечивающем трехкратный обмен, но не менее 1 ч.

2.2.5. Сосуды, нагретые в процессе эксплуатации или подготовки к огневой работе, перед допуском в них людей должны быть охлаждены до температуры, не превышающей 303 К (30° С).

При невозможности охлаждения сосуда до указанной температуры допускается работа при более высокой температуре с разработкой дополнительных мер по безопасности и облегчению работы (дополнительная продувка прохладным воздухом, применение теплоизолирующих СИЗ, частые перерывы в работе и т. д.).

2.2.6. После подготовки сосуда к огневой работе необходимо провести анализ воздуха внутри него на содержание вредных и взрывоопасных веществ.

2.3. Подготовка подземных газопроводов

2.3.1. В начале подготовки к огневой работе должно быть выполнено обследование подлежащего к ремонту и смежных (проложенных параллельно, сближающихся и пересекающих его) трубопроводов в границах опасных зон для определения необходимых мер безопасности (п. 2.1.2).

2.3.2. Границей опасной зоны является условная окружность, описанная вокруг места огневой работы радиусом, принимаемым равным минимальному расстоянию, приведенному в поз. 2 табл. 4 СНиП 2.05.06.85.

2.3.3. При выполнении работ должна быть обеспечена целостность смежных трубопроводов. Если ее невозможно обеспечить, то

указанные трубопроводы должны быть выведены из работы и освобождены от продукта до начала работ.

2.3.4 Допускаются вскрытие газопровода с помощью механизмов и освобождение от изоляции вручную без снижения давления в нем на участке, не имеющем утечек газа, или выявленных в процессе эксплуатации других факторов, свидетельствующих о снижении прочностной характеристики трубопровода.

При вскрытии движущиеся части механизмов должны проходить на расстоянии не менее 0,5 м от образующей газопровода.

2.3.5. Перед вскрытием участка газопровода с поврежденной изоляцией в газопроводе должно быть снижено давление не менее чем на 10% от максимального рабочего давления, зарегистрированного в течение последнего года эксплуатации.

2.3.6. Организация земляных работ по вскрытию подземных газопроводов для выполнения огневых работ должна соответствовать требованиям Правил охраны магистральных трубопроводов и Инструкции по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Министерства газовой промышленности ВСН 51-1—80.

2.3.7. Размер котлована (траншеи) определяется условиями безопасного выполнения огневой работы. Машины и механизмы, с помощью которых проводятся работы, могут располагаться, исходя из удобства и безопасности выполнения огневых работ, как на бровке траншеи, так и в котловане. Котлован должен иметь не менее двух выходов в противоположные стороны — по одному с каждой стороны трубопровода.

2.3.8. При притоке грунтовых (ливневых, паводковых) вод в котловане (траншее) делается приямок для сбора и откачки воды.

В болотистой местности и при наличии плывуна грунт должен разбрасываться с применением шпунтовых свай или других приспособлений для ограничения поступления воды к месту работы и предохранения от обвала стенок котлована (траншеи).

2.3.9. В случае попадания в котлован (траншею) газоконденсата и других ЛВЖ их следует удалить вместе с пропитанным грунтом в безопасное место, а очищенную поверхность засыпать (присыпать) сухим песком (грунтом).

2.3.10. При вскрытии протяженных участков следует принять меры по предотвращению провисания газопровода и возникновения в нем дополнительных напряжений.

2.3.11. Перед началом огневой работы на линейном участке газопровода следует (п. 2.1.7):

отключить его от соседних участков и отводов;

освободить от газа;

проверить отсутствие остаточного газоконденсата, других ЛВЖ в его полости в месте огневой работы, а также возможность их попадания к месту работы.

2.3.12. Отключающая арматура должна обеспечивать герметичное перекрытие. Краны необходимо герметизировать с помощью уплотнительной смазки (пасты).

2.3.13. Если отключающая линейная арматура на газопроводе после вскрытия окажется недостаточно герметичной, то вместе с ремонтируемым участком необходимо отключить и освободить соседний участок, расположенный за неисправной (негерметичной арматурой), обеспечив сообщение его с атмосферой на все время огневой работы.

2.3.14. Освобождать участок газопровода следует, выпуская газ на свечу. Исполнитель данной работы должен быть обеспечен соответствующими СИЗ, в том числе от шума, и каской.

Персонал, непосредственно не занятый выпуском газа, а также технические средства следует удалить от свечи не менее чем на 200 м в наветренную сторону.

Газ из газопровода необходимо выпускать до давления, обеспечивающего безопасное выполнение работ, 100—500 Па (10—50 мм водяного столба) — в зависимости от диаметра газопровода.

2.3.15. Проверку отсутствия газоконденсата, ЛВЖ рекомендуется проводить с помощью щупа, вводимого через отверстие, просверленное дрелью в верхней части трубы.

При обнаружении в газопроводе газоконденсата (ЛВЖ), его необходимо откачать в передвижную емкость или выпустить в земляной амбар с последующим сжиганием.

2.3.16. Место размещения амбара и расстояние его от газопровода должны быть выбраны с учетом объема сбрасываемой ЛВЖ и направления ветра (погодные условия).

Перед удалением ЛВЖ из газопровода следует привести в готовность средства пожаротушения, СИЗ и средства коллективной защиты.

3. Огневые работы

3.1. Общие требования

3.1.1. Огневую работу разрешается начинать после выполнения в полном объеме подготовительных работ (п. 2.1.11).

3.1.2. Исполнители огневой работы должны приступить к ней по указанию ее руководителя, который отдает распоряжение о начале и порядке проведения огневой работы (пп. 1.33, 1.34).

3.1.3. Число участников огневой работы, находящихся в опасной зоне, должно быть минимальным.

3.1.4. В исключительных случаях ответственный за проведение огневых работ может изменить состав бригады и объем работ с выполнением необходимых организационных и техничес-

ких мероприятий в дополнение к выданному наряду-допуску (разрешению) и согласованием по имеющимся каналам связи с лицом, выдавшим наряд-допуск (разрешение).

При изменении состава бригады новых людей необходимо включать дополнительно в наряд-допуск (разрешение).

3.1.5. Допускаются к огневым работам линейные трубопроводчики, машинисты КС, слесари-ремонтники, электросварщики, газосварщики и т. д., прошедшие специальную подготовку в установленном порядке, прошедшие проверку знаний и получившие соответствующее удостоверение, имеющие допуск, достаточный опыт работы и необходимую квалификацию.

К сварке гарантийных стыков допускаются сварщики 6-го разряда, прошедшие установленную аттестацию.

3.1.6. Входить и въезжать в опасную зону следует с разрешения руководителя огневой работы.

Работники должны надевать соответствующие СИЗ и СИЗОД за пределами опасной зоны.

3.1.7. При загазованности воздуха рабочей зоны выше ПДК, а также недостатке кислорода огневую работу нужно выполнять в соответствующих противогазах.

3.1.8. Огневые работы могут выполняться при содержании газа в воздухе рабочей зоны не выше предельно допустимой взрывобезопасной концентрации, т. е. 20% от НКПВ. При повышении концентрации газа более 20% от НКПВ огневую работу необходимо немедленно прекратить, а людей вывести из опасной зоны.

3.1.9. Работы во время дождя, снегопада, при сильном ветре должны проводиться со специальным укрытием.

Стравливание газа и нахождение людей у линейных кранов и вблизи продувочных свечей во время грозы запрещается.

3.1.10. Руководитель огневой работы обязан немедленно прекратить ее в случае невыполнения (нарушения) мер безопасного ведения работы, предусмотренных наряд-допуском (разрешением) и производственными инструкциями, нарушения технологии производства работ, а также создания в рабочей или опасной зоне взрывопожароопасной ситуации.

3.1.11. Огневая работа должна быть также прекращена при возникновении аварийной ситуации на объекте, расположенном в опасной зоне; при внезапном резком (негативном) изменении организационных, технических, технологических и погодных условий выполнения огневой работы.

3.1.12. В случае возникновения взрывопожароопасной ситуации необходимо заглушить ДВС механизмов, спецоборудования и транспортных средств, а также отключить электроснабжение сварочных аппаратов и других токоприемников, расположенных в опасной зоне.

Затем должны быть приняты меры по выявлению причин возникновения аварийной ситуации и ее ликвидации.

3.1.13. Огневую работу следует возобновлять по распоряже-

нию ее руководителя после полного восстановления безопасных условий работы в соответствии с настоящей Инструкцией.

3.1.14. Сообщение о нарушении, изменении, прекращении и возобновлении огневой работы и принятых мерах необходимо передать диспетчеру производственного подразделения.

3.1.15. Проведение огневых работ одновременно в нескольких местах на одном участке технологической линии, не разделенном запорной арматурой, не допускается.

При необходимости проведения огневых работ одновременно в нескольких местах на одном участке линейной части магистрального газопровода, не разделенных запорной арматурой, в проекте организации работ предусматриваются специальные меры безопасности или порядок проведения работ (выполнение отдельных операций и этапов, связанных с нарушением герметичности, в том числе и разрезкой газопровода), исключающие взаимное влияние огневых работ.

Огневые работы по заварке каверн, приварке катодных выводов и т. д., выполняемые без нарушения герметичности трубопровода, разрешается проводить одновременно на нескольких участках газопровода.

3.1.16. Открывать и закрывать запорную арматуру во время огневой работы необходимо согласно плану организации работ по распоряжению ее руководителя. В непредвиденных случаях руководитель работ имеет право изменить положение арматуры, предусмотренное планом организации работ, после согласования с руководителем подразделения (начальником смены).

Перед этой операцией огневую работу следует прекратить, а ее участников вывести из опасной зоны.

3.1.17. Баллоны с ацетиленом, кислородом и сжиженными углеводородными газами, а также газогенераторы нужно располагать не ближе 10 м от места огневой работы.

3.1.18. Сварочный агрегат с ДВС и баллоны с горючим газом во время огневой работы в помещении должны устанавливаться вне его.

3.1.19. Спецоборудование, имеющее ДВС и электрооборудование, а также транспортные средства должны иметь искрогаситель и исправную электросистему.

3.1.20. Для повышения безопасности проведения огневой работы необходимо заполнить азотом или выхлопными газами ремонтируемое оборудование или участок трубопровода.

Технология применения азота приведена в приложении к Правилам безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов.

3.2. Огневые работы на промплощадке газового объекта

3.2.1. Огневая работа на промплощадке газового объекта должна проводиться, как правило, после его вывода из эксплуатации (п. 2.1.7) и подготовки оборудования, трубопроводов в

соответствии с требованиями разд. 2 настоящей Инструкции.

3.2.2. Допускается проведение огневой работы на отдельном узле (сосуде, арматуре, трубопроводе) без снижения давления газа в смежных узлах и технологических линиях, а если это технически возможно, то и при продолжающейся эксплуатации объекта, в случаях, когда зона этой работы не соприкасается (не совпадает) с взрывоопасными зонами действующих (находящихся под давлением) взрывоопасных установок и приняты исчерпывающие меры по предотвращению аварийной ситуации на этих установках (приложение 14.5).

3.2.3. В случае необходимости проведения огневой работы на газовом объекте без его остановки (п. 3.2.2) следует:

установить постоянный контроль за взрыво- и пожароопасным состоянием зоны огневой работы в процессе ее выполнения, включая возможные утечки газа, газоконденсата (ЛВЖ) из оборудования, арматуры, трубопроводов, продолжающих работать, и технологическими выбросами газа (ЛВЖ) через свечи и предохранительные клапаны оборудования;

запретить продувки оборудования, арматуры и трубопроводов (выпуск газа, газоконденсата, ЛВЖ), а также другие работы, могущие привести к усложнению и увеличению опасности проводимой работы;

организовать непрерывный, действенный и оперативный контроль загазованности воздуха рабочей зоны на ПДК (предельно допустимую взрывобезопасную концентрацию взрывоопасного вещества в воздухе).

3.2.4. Огневую работу в помещении должны проводить после отключения необходимых газовых (газоконденсатных, легковоспламеняющихся жидкостных) коммуникаций, входящих (и выходящих) в помещение, с помощью арматуры, установленной вне его, сброса давления газа (конденсата, легковоспламеняющейся жидкости) в оборудовании, трубопроводах внутри помещения, а также выполнения следующих дополнительных мер;

обеспечения аварийной (естественной и принудительной) вентиляции помещения не менее чем за 10 мин до начала и в период ведения огневой работы;

контроля воздуха в помещении экспрессными газоанализаторами в соответствии с п. 3.2.3. (независимо от наличия в помещении стационарных газоанализаторов (сигнализаторов).

3.2.5. Назначение дежурных наблюдателей (пп. 3.2.3, 3.2.4) за состоянием зоны огневой работы имеет целью подачу сигнала о немедленном прекращении работы при возникновении предаварийной ситуации или дополнительной опасности, выходе из строя оборудования, аппаратуры, системы вентиляции, сигнализации средств коллективной защиты повышении (снижении) давления, температуры выше (ниже) допустимых величин, внезапной утечки газа, газоконденсата (ЛВЖ) и др.

3.2.6. Допускается в исключительных случаях огневая работа в компрессорном цехе (в помещении нагнетателей, тамбурах,

на кровле и т. п.) с работающим газоперекачивающим агрегатом, когда нельзя прекратить компримирование газа, при условии:

согласования работы с ПО;

назначение руководителем работы начальника (заместителя начальника) линейно-производственного управления магистральных газопроводов КС (в зависимости от сложности работы);

выполнения дополнительных мер безопасности (вентиляция, герметизация, контроль воздушной среды, очистка места работы, применение инертного газа, водяных завес и т. п.).

3.2.7. Допускается огневая работа в машинном зале компрессорного цеха, где работают газовые турбины, другие ДВС или электродвигатели как приводы компрессоров (нагнетателей), расположенных за перегородкой, при эксплуатации остальных агрегатов в нормальном режиме, кроме подлежащего ремонту, при условии выполнения следующих требований:

отключение ремонтируемого агрегата от подводящих и отводящих коммуникаций, в том числе топливного и пускового газа (п. 2.1.7);

отключение электро- и пневмопровода для запуска агрегата или отдельных узлов арматуры с принятием мер, исключающих случайное их включение, а при необходимости и демонтажа электропривода (питающую его электропроводку следует предварительно отсоединить) (п. 2.1.8);

герметизация уплотнения валов приводов компрессоров в местах их прохода через перегородку, разделяющую машинный зал (помещение привода газоперекачивающего агрегата в блок-боксе) и галерею нагнетателей (помещение нагнетателя в блок-боксе);

более тщательный отбор участков огневой работы по производственной дисциплине, квалификации и опыту работы;

проверка герметичности и ликвидации утечек газа, газоконденсата (ЛВМ) из соединений обвязки и арматуры подлежащего ремонту агрегата при блочном исполнении и остальных агрегатов в машзале;

подготовка систем и средств пожаротушения к немедленному применению, а также выполнению требований пп. 3.2.3., 3.2.4, и 3.2.5 настоящей Инструкции.

3.2.8. Допускается, как исключение, огневая работа на фонтанной арматуре скважины при условии предварительного надежного ее глушения, отсутствия затрубных газопроявлений и закрытия коренной задвижки, качественно перекрывающей скважину.

Разрешается выполнение огневой работы на газопроводе на расстоянии не ближе 30 м от устья газовой скважины без ее глушения при условии отключения скважины и отсутствии утечек газа или газоконденсата из ее арматуры, а также затрубных газопроявлений.

3.3. Огневые работы в сосудах и колодцах

3.3.1. Перед огневой работой сосуд (аппарат, емкость) должен быть подготовлен в соответствии с п. 2.2 настоящей Инструкции.

3.3.2. Для работы внутри сосуда или колодца должна быть назначена бригада в составе не менее трех человек: работающий в сосуде (колодце) и два дублера (наблюдающих).

3.3.3. Перед работой в сосуде или колодце следует провести анализ воздушной среды на соответствующие вредные вещества. Замеры проводятся экспрессным газоанализатором не менее чем в трех точках, начиная со входа (у люка).

3.3.4. Перед каждым спуском работника в сосуд или колодец руководитель работы справляется о его самочувствии, проверяет экипировку, уточняет переговорный код, продолжительность одного рабочего цикла пребывания в сосуде (колодце), который не должен превышать 30 мин.

3.3.5. В процессе работы через 2—3 мин следует справляться (в том числе с помощью кода) о самочувствии работника, находящегося в сосуде (колодце). В случае отсутствия ответа и после повторного запроса необходимо немедленно извлечь его.

3.3.6. Работа внутри сосуда (колодца) без СИЗОД может быть разрешена при условии, если объемная доля кислорода в воздухе составляет не менее 20%, а суммарное содержание вредных веществ не превышает ПДК.

3.3.7. Проведение огневой работы в колодце, в том числе канализационном, туннеле и подобных сооружениях необходимо согласовать с руководителями служб (цехов), технологически связанных с этими объектами.

3.3.8. Допускается спуск работника в сосуд (колодец) и подъем из него по переносной лестнице, которая должна соответствовать условиям безопасности.

3.3.9. Если работающий в сосуде (колодце) почувствовал недомогание (подал сигнал, не отвечает на сигналы, снял шлем-маску и т. п.), то дублеры обязаны извлечь его и оказать доврачебную помощь.

Разрешается спуск в сосуд (колодец) дублера в СИЗОД для спасения пострадавшего при наличии на поверхности (у люка) не менее двух человек.

3.3.10. После окончания огневой работы, перед закрытием люков, руководитель работы должен лично убедиться в том, что в сосуде (колодце) не остался работник, убраны механизмы, инструменты, СИЗ, приборы и материалы.

3.4. Огневые работы на подземных газопроводах

3.4.1. Огневая работа на подземном газопроводе, выполняемая традиционным способом, включает, как правило, три основных этапа: вырезку технологических отверстий для удаления

газоконденсата (ЛВЖ) и (или) установки временных отключающих устройств, сварочно-монтажные работы по монтажу ремонтной заготовки и герметизацию технологических отверстий.

3.4.2. Технологические отверстия вырезают при давлении в трубопроводе 100—500 Па (10—50 мм вод. ст.).

3.4.3. Перед вырезкой отверстий в газопроводе замеряют давление жидкостными манометрами, установленными на отключающих устройствах и у места огневой работы.

Присоединять манометр к газопроводу следует трубкой и специальным конусным ниппелем, запрессованным в отверстие диаметром 6—8 мм и просверленным в верхней части газопровода.

Контрольные отверстия герметизируются путем приварки стандартного штуцерного соединения.

3.4.4. При разрыве газопровода, когда участок полностью освобожден от газа, перед вырезкой отверстий для вытеснения взрывоопасной смеси отключенный участок продувают газом с давлением не более 0,1 МПа (1 кгс/см^2), подаваемым с двух сторон к месту разрыва. Содержание кислорода в газе после продувки по газоанализатору должно быть не более 2%.

3.4.5. Пламя загорающегося газа при резке следует при необходимости гасить войлочной кошмой или асбестовым полотном, а линию реза по мере продвижения резака — замазывать мятой мокрой глиной.

По окончании резки пламя горящего газа должно быть погашено полностью.

3.4.6. При загорании газа (ЛВЖ) внутри газопровода (проскоке пламени) или горении газа большим пламенем, препятствующим ведению огневой работы, ее следует немедленно прекратить, людей удалить из котлована (траншеи) на безопасное расстояние, погасить загоревшийся газ (с привлечением минимально необходимого количества работников) с помощью кошмы или других соответствующих средств пожаротушения.

Разрешается продолжить огневую работу после устранения выявленных неисправностей и восстановления давления газа в газопроводе в необходимых пределах.

3.4.7. При огневых работах на трубопроводах, где возможно отложение на внутренних поверхностях пирофорного железа, при их вскрытии следует соблюдать меры против его самовоспламенения (обильное смачивание водой или другие меры, см. п. 2.2.3).

Извлеченные из трубопроводов отложения, содержащие пирофорное железо, необходимо немедленно собрать в тару под слой воды и удалить в пожаробезопасное место.

3.4.8. Место, на котором должны проводить огневую работу по монтажу ремонтной заготовки, необходимо отключить от газопровода. Наиболее распространенный способ отключения — надувными резиновыми шарами. До установки резиновых шаров проверяются срок их годности (хранения) и герметичность.

3.4.9. Резиновые шары устанавливают в газопроводе на расстоянии не менее 8—10 м в обе стороны от места выполне-

ния огневой работы между технологическими отверстиями и местом работы.

3.4.10. Помещенный в газопровод и аккуратно расправленный резиновый шар накачивается воздухом или азотом до давления 2500—3000 Па (250—300 мм. вод. ст.). Резиновый шар должен плотно прилегать к внутренней поверхности трубы, обеспечивая герметичное отсоединение полости газопровода между шарами.

За состоянием резиновых шаров и трубок необходимо осуществлять постоянный контроль (визуально, выбиранием резиновых трубок или замерами давления внутри шара).

3.4.11. Для удержания резинового шара в установленном месте (в случае создания тяги в газопроводе или увеличения избыточного давления) последний может быть помещен в закрепляемую сетку из тонких и прочных шнуров.

3.4.12. При огневых работах на газопроводах диаметром до 300 мм включительно допускается отключать место работы временными глиняными пробками.

3.4.13. Сварочно-монтажные работы по монтажу ремонтных заготовок должны выполняться в соответствии с требованиями Инструкции по технологии сварки при выполнении специальных монтажных работ на строительстве трубопроводов ВСН-167—84 (Миннефтегазстрой СССР).

3.4.14. Сварные соединения, выполненные в процессе огневых работ, относятся к категории гарантийных сварных соединений.

Сборку и сварку гарантийных стыков выполняют под руководством ИТР, ответственного за операционный контроль, имеющего достаточный практический опыт по сварочно-монтажным работам на аналогичных трубопроводах не менее одного года.

3.4.15. Каждое гарантийное сварное соединение должно быть подвергнуто двойному контролю: радиографическим (по ГОСТ 7512—82, ОСТ 102-51—85) и ультразвуковым (по ГОСТ 14782—86, ВСН 2-47—81) методами (при отрицательных температурах — ниже минус 5° С — УЗД заменяется магнитографией по ГОСТ 25225—82).

3.4.16. На каждое гарантийное сварное соединение составляется акт установленной формы, подписываемый ИТР, ответственным за операционный контроль работ, исполнителями сварочно-монтажных работ и ответственным представителем испытательной лаборатории (приложение 14.6).

3.4.17. Герметизация технологических отверстий должна выполняться по технологии, указанной в Инструкции по технологии сварки и резки труб при производстве ремонтно-восстановительных работ на магистральных газопроводах (РД 51-108—86 ВНИИгаз) или в Инструкции по заварке на стадии строительства технологических отверстий в магистральных трубопроводах (ВСН 202—86 ВНИИСТ).

3.4.18. Перед началом огневых работ с учетом конкретной марки, типа трубной стали и диаметра трубопроводов должна

быть выбрана схема вырезки и заварки технологических отверстий.

3.4.19. Для труб с нормативным пределом прочности до 537 МПа (55 кгс/мм^2) и толщиной стенки до 12 мм заварка технологических отверстий может осуществляться путем вварки заплат. Форма, размеры и ориентация отверстий и заплат в этом случае должны соответствовать рис. 1.

Торцы отверстия в основной трубе в случае последующей вварки в него заплат обрабатываются механическим способом в соответствии с данным, приведенным на рис. 1.

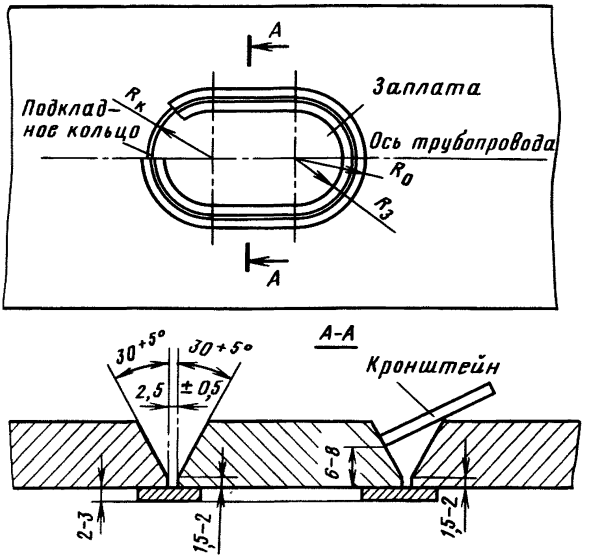


Рис. 1. Форма и ориентация отверстия, заплаты подкладного кольца и схема разделки кромок под сварку:
R_0 — радиус отверстия в трубе; $R_з$ — радиус заплаты; $R_к$ — радиус подкладного кольца

3.4.20. Для труб с нормативным значением предела прочности 537 МПа (55 кгс/мм^2) и выше и толщиной стенки 12 мм и более заварку технологических отверстий рекомендуется производить вваркой в трубу патрубка с эллиптическим днищем (заглушкой) (рис. 2). Допускается вварка патрубка для герметизации отверстий в трубах с нормативным пределом прочности до 537 МПа (55 кгс/мм^2) и толщиной стенки до 12 мм.

Технологические отверстия для последующей герметизации за счет вварки патрубков или заплат рекомендуется вырезать в верхней части периметра труб. Отверстия выполняются по шаблону газовой резкой.

Торцы отверстия в основной трубе в случае последующей

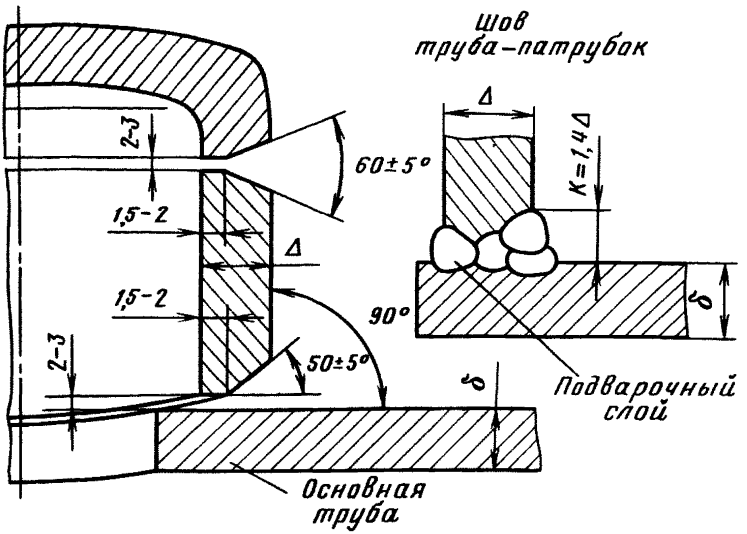


Рис. 2. Схема подготовки трубы и патрубка под сварку при заделке технологических отверстий с помощью патрубков

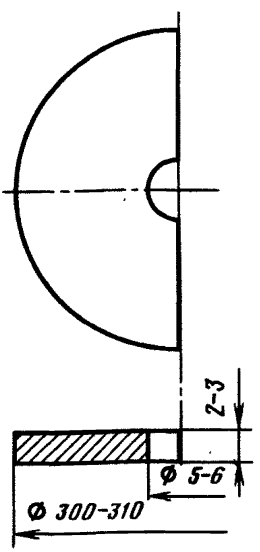


Рис. 3. Технологическая подкладка, применяемая при вварке патрубков (половина полной подкладки)

приварки к ней патрубка следует зачищать механическим способом для ликвидации острых краев.

3.4.21. Вырезку технологических отверстий в основной трубе в случае последующей вварки патрубков следует осуществлять так, чтобы отверстие было на 10—15 мм меньше внутреннего диаметра патрубков.

3.4.22. Место вырезки технологического отверстия должно находиться на расстоянии не менее 0,5 м от кольцевого сварного шва и не менее 0,2 м от продольного шва. При этом ширина отверстия не должна превышать половины диаметра трубы.

3.4.23. Заплаты рекомендуется изготовлять в стационарных условиях из отдельного участка трубы тех же диаметров, толщины стенки и класса прочности, что и основная труба. Размеры заплат не должны превышать 250×350 мм и быть меньше 100—150 мм. Разница между шириной и длиной заплат должна быть не менее 50 мм. $R_о$, $R_з$, $R_к$ устанавливают в зависимости от длины и ширины заплаты. Кромки заплаты должны быть обработаны (зачищены) механическим способом и по форме и размерам соответствовать требованиям рис. 1.

3.4.24. Патрубки должны быть изготовлены заранее из труб диаметром не выше 0,3 от диаметра основной трубы, но не более 325 мм. Максимальный размер патрубка с толщиной стенки не более 16 мм для конкретной трубы определяется из условия установки через него резинового шара.

3.4.25. Торец вваривaемого патрубка должен быть обрезан по шаблону и иметь разделку кромок 50° с притуплением 1,5—2 мм. Торец патрубка, привариваемый к днищу, должен быть подготовлен механическим способом с углом разделки кромок 30° (см. рис. 2).

3.4.26. При наличии избыточного давления газа внутри трубы рекомендуется заварку технологических отверстий патрубками с днищем производить на технологической подкладке (рис. 3).

3.4.27. Технологические подкладки изготовляют из низкоуглеродистой стали, например ВСт2, Ст10 и т. п., толщиной 2—3 мм (см. рис. 3).

3.4.28. Прихватка и вварка подкладных колец, технологических подкладок, заплат и патрубков допускается только при положительных температурах металла трубы и патрубков.

Сварочные материалы (электроды), режимы сварки, предварительный подогрев и другие технологические требования должны выполняться в соответствии с нормативными документами.

Подогрев должен выполняться специальными подогревателями, обеспечивающими равномерный подогрев места вварки заплат или патрубка.

Если по условиям сварки подогрева не требуется, то при температуре окружающего воздуха 278К (5° С) и выше необходимо произвести просушку участка трубы с технологическим отверстием.

3.4.29. При сборке заплаты следует сначала к заплате прихватить подкладное кольцо, затем заплата с подкладным кольцом должна быть вставлена в отверстие, прихвачена и приварена сплошным швом.

Смещение кромок заплаты по отношению к трубе не должно превышать 1,5 мм. Для удобства сборки допускается прихватка к свариваемым торцам временных технологических кронштейнов (см. рис. 1) из электродных стержней, которые должны быть удалены механическим путем после прихватки заплаты.

3.4.30. При вварке патрубка с использованием технологической подкладки сначала следует разметить отверстие, вста-

вить одну половину подкладки и прихватить, вставить вторую половину подкладки, прихватить, а затем проварить их сплошным швом по периметру технологического отверстия и стыку подкладки, оставив центральное отверстие подкладки свободным.

При сборке допускается использовать проволочные кронштейны.

Центральное отверстие следует загерметизировать, например, глиной, но так, чтобы при подъеме давления в основной трубе до рабочего произошла разгерметизация отверстия.

3.4.31. Сварочно-монтажные работы по вварке заплат и патрубков следует производить за один рабочий цикл без перерывов до полного завершения облицовочного шва. Последовательность выполнения отдельных слоев шва производить, как показано на рис. 4.

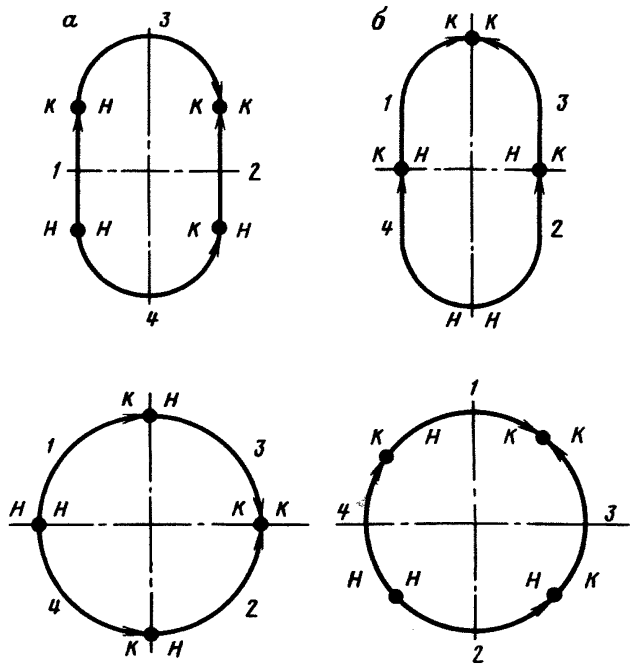


Рис. 4. Последовательность выполнения отдельных слоев шва при сварке заплат и патрубков (четырьмя участками протяженностью 100—200 мм каждый):
а — сварка нечетных слоев; *б* — сварка четных слоев; *Н, К* — начало и конец сварки

3.4.32. После приварки патрубков необходим отпуск с нагревом сварного соединения до 473К и последующим охлаждением под теплоизолирующим поясом до полного остывания.

В случае вварки заплат последующий подогрев не производится, но место ремонта укрывается теплоизолирующим поясом.

В процессе охлаждения попадание влаги на сварное соединение не допускается.

3.4.33. Последней операцией при вварке патрубка являются прихватка и приварка эллиптической заглушки к патрубку.

Заглушка должна быть прихвачена и приварена не менее чем в три слоя сплошным швом к патрубку.

3.4.34. При выполнении работ должен осуществляться операционный контроль на следующих этапах:

подготовка отверстия, заплаты, патрубка, подкладного кольца заглушки;

сборка и прихватка подкладного кольца;

приварка заглушки;

предварительный подогрев;

сборка и прихватка заплаты, патрубка;

сварка заплаты, патрубка;

меры по предупреждению быстрого остывания.

3.4.35. Сварные швы должны быть проконтролированы радиографическим способом в соответствии с Инструкцией ВСН 2-146—82 и ультразвуковым способом по Инструкции ВСН 2-47—81 и удовлетворять требованиям нормативных документов.

3.4.36. При обнаружении недопустимых дефектов сварное соединение ремонту не подлежит. Участок трубы вырезается, и на его место вваривается катушка длиной не менее диаметра основной трубы.

3.4.37. По окончании работ по вварке патрубка и заглушки составляется акт (приложение 14.7).

4. Завершающие работы

4.1. После получения положительных результатов контроля сварных соединений выполняются завершающие работы, в число которых входят изоляционные, земляные, вытеснение воздуха, испытания, продувки и др.

Меры безопасности при указанных работах и их технология определяются соответствующими инструкциями и правилами выполнения этих видов работ.

При этом дополнительно необходимо учесть следующее.

4.1.1. Антикоррозионная изоляция по своим свойствам должна быть не хуже проектной.

4.1.2. Подбивка (заполнение пазух) и засыпка подземного трубопровода должна производиться мягким грунтом, исключающим повреждение изоляционного покрытия.

4.1.3. Вытеснять воздух из отремонтированного газопровода, сосуда (аппарата, емкости) следует газом давлением не более 0,1 МПа. Вытеснение считается законченным, если содержание кислорода в выходящей газовоздушной смеси не будет превышать 2% (по объему). По окончании вытеснения воздуха продувочная свеча должна быть закрыта.

4.1.4. По окончании вытеснения газовоздушной (взрывоопас-

ной) смеси отремонтированный участок газопровода испытывается максимальным рабочим давлением в течение двух часов в процессе работы газопровода.

4.1.5. При ремонте обвязки оборудования на промплощадке после заполнения его газом и достижения 50% рабочего давления герметичность оборудования, трубопроводов, сварных, разъемных соединений и сальников контролируется визуально или с помощью приборов (течеискателей). При отсутствии утечек давление следует повысить до рабочего. Вторичный осмотр и проверка герметичности необходимы не менее чем через 2 ч после пребывания этого оборудования под рабочим давлением.

В течение указанного периода персонал должен находиться за пределами опасной зоны.

4.1.6. Если по каким-либо (местным) условиям нельзя обеспечить удаление людей (материальных ценностей) за пределы опасной зоны, то испытывать оборудование (трубопроводы) следует гидравлическим способом давлением, равным 1,25 от рабочего.

4.1.7. Если при подъеме давления в процессе испытания оборудования, трубопроводов будет обнаружена утечка газа (жидкости), то давление должно быть снижено до 100—500 Па (10—50 мм вод. ст.) и приняты необходимые меры по безопасной ликвидации утечки.

4.2. Оборудование, сосуды, работающие под давлением, после ремонта с применением сварки должны быть подвергнуты досрочному техническому освидетельствованию в установленном порядке.

4.3. Для исключения пожара или взрыва после окончания огневой работы следует тщательно осмотреть место работы, провести противопожарные меры, а при необходимости оставить там на время наблюдающего.

5. Обязанности и ответственность руководителей и исполнителей

Ответственное лицо, утвердившее наряд-допуск (разрешение) на проведение огневых работ, обязано организовать выполнение мероприятий в соответствии с настоящей Типовой инструкцией.

Руководитель подразделения обязан:

назначить ответственных лиц за подготовку и проведение огневых работ из числа инженерно-технических работников, знающих условия подготовки и правила проведения ремонтных работ на взрывоопасных и взрыво-пожарных объектах;

обеспечить необходимые согласования наряда-допуска (разрешения) на проведение огневых работ;

обеспечить выполнение мероприятий по безопасному проведению ремонтных работ.

Лицо, ответственное за подготовку оборудования и коммуникаций к проведению огневых работ, обязано:

организовать выполнение мероприятий, указанных в наряде-допуске (разрешении);

проверить полноту и качество выполнения мер, предусмотренных нарядом-допуском (разрешением);

Лицо, ответственное за проведение огневых работ, обязано:

организовать выполнение мероприятий по безопасному проведению огневых работ;

провести инструктаж исполнителей огневых работ;

проверить наличие удостоверений у исполнителей огневых работ (сварщиков, резчиков), исправность инструмента и средств для проведения огневых работ;

обеспечить место проведения огневых работ первичными средствами индивидуальной защиты (противогазы, спасательные пояса, веревки, т. д.);

находиться на месте огневых работ, контролировать работу исполнителей;

знать состояние воздушной среды на месте проведения огневых работ и в случае необходимости прекращать огневые работы;

при возобновлении огневых работ после перерыва проверить состояние места проведения огневых работ и оборудования и разрешить проводить работы только после получения удовлетворительного анализа воздушной среды в зоне работ;

после окончания огневых работ проверить рабочее место на отсутствие возможных источников возникновения огня.

Начальник смены (руководитель смены) обязан:

уведомить персонал смены о проведении ремонтных работ на объекте;

обеспечить ведение технологического процесса в соответствии с параметрами, установленными на время проведения работ;

вести контроль за порядком выполнения ремонтных работ с регистрацией выполнения каждого этапа в оперативном журнале.

Исполнители ремонтных работ обязаны:

иметь при себе квалификационное удостоверение;

получить инструктаж по безопасному проведению огневых работ и расписаться в наряде-допуске (разрешении), а исполнителям подрядной (сторонней) организации дополнительно получить инструктаж по технике безопасности при проведении работ в данном цехе;

ознакомиться с объектом работ на месте предстоящего их проведения;

приступить к работам только по указанию лица, ответственного за их проведение;

выполнять только ту работу, которая указана в наряде-допуске (разрешении);

соблюдать меры безопасности, предусмотренные в наряде-допуске (разрешении);

уметь пользоваться средствами пожаротушения и в случае возникновения пожара немедленно принять меры к вызову пожарной части и приступить к ликвидации загорания;

после окончания огневых работ тщательно осмотреть место проведения этих работ и устранить выявленные нарушения, могущие привести к возникновению пожара, к травмам, авариям;

прекращать огневые работы при возникновении опасной ситуации.

Лицо, утвердившее наряд-допуск (разрешение) на проведение огневых работ, начальник цеха (заместитель начальника производства), начальник смены, лица, ответственные за подготовку и проведение огневых работ, исполнители несут ответственность за выполнение возложенных на них обязанностей.

Приложение 14.1

УТВЕРЖДАЮ

_____
(Должность)

_____
(Фамилия, имя, отчество)

_____
(Подпись)

«_____»_____198 г.

Служба охраны труда (ВГСЧ)

_____
(Должность, фамилия, имя, отчество)

_____
(Подпись)

«_____»_____198 г.

Перечень огневых работ

№ пп	Место, характер работы	Руководитель (должность), фамилия, имя, отчество	Основные мероприятия техники безопасности	
			при подготовке к работе	при проведении работы
1	2	3	4	5

Начальник цеха (службы) _____

Приложение 14.2

Журнал учета огневых и газоопасных работ

(наименование подразделения)

№ пп	Номер наряда-допуска (разрешения) и плана организации работ	Дата и время проведения работы	Место проведения работы	Характер выполняемой работы	Фамилия, имя, отчество и подпись руководителя ремонтной (огневой, газоопасной) работы	Примечания
1	2	3	4	5	6	7

Приложение 14.3

Утверждаю

_____

(Подпись)

«_____»_____198__г.

НАРЯД-ДОПУСК

(Разрешение) на проведение огневых работ во взрывоопасных и взрыво- и пожароопасных объектах

1. Цех, объект, отделение, установка, участок_____

_____

2. Место работы_____

(Аппарат, коммуникация и т. п.)

3. Содержание работы_____

4. Ответственный за подготовку к огневым работам_____

_____

(Должность, фамилия, имя, отчество)

5. Ответственный за проведение огневых работ_____

_____

(Должность, фамилия, имя, отчество)

6. Перечень и последовательность подготовительных мероприятий и меры безопасности при выполнении огневых работ:

а) при подготовительных работах_____

_____

_____

б) при проведении огневых работ _____

_____

_____

7. Начальник цеха (заместитель начальника производства)

_____
(Подпись)

8. Состав бригады и отметка о прохождении инструктажа

№ пп	Фамилия, имя, отчество	Профессия	Подписи инструктируемых о прохождении инструктажа	Подпись проводившего инструктаж

9. Результаты анализа воздуха _____

_____
(Дата, время, место отбора проб, концентрация)

10. Мероприятия, предусмотренные в п. 6а, выполнены _____

_____
(Дата, подпись лица, ответственного за подготовку огневых работ)

11. Рабочее место подготовлено к проведению огневых работ _____

_____
(Дата, подпись лица, ответственного за проведение огневых работ)

12. Разрешаю производство огневых работ _____

_____
(Дата, подпись начальника цеха, заместителя начальника производства)

с _____ ч до _____ ч

13. Согласовано: Представитель пожарной охраны _____
(Дата, подпись)

Представитель ВГСС _____
(Дата, подпись)

Инженер по охране труда _____
(Дата, подпись)

14. Наряд-допуск (разрешение) продлен на «_____» _____ 19 ____ г.

с _____ ч до _____ ч

Ответственный за проведение огневых работ _____
(Подпись)

Согласовано _____
(Должность, ф.и.о. лица, утвердившего наряд-допуск, подпись, дата или номер телефонограммы (радиограммы)

Работа окончена «_____» _____ 19____ г.

Ответственный за проведение огневых работ _____
(Подпись)

Работа принята «_____» _____ 19____ г.

Ответственный от предприятия (подразделения, цеха, службы) _____
(Подпись)

Приложение 14.4

Таблица минимальных расстояний (радиусов опасных зон) (по СНиП 2.05.06—85)

Рабочее давление, МПа (кгс/см^2)	Св. 2,5 (25) до 10 (100)						Св. 1,2 (12) до 2,5 (25)	
Условный диаметр, мм	300 и менее	св. 300 до 600	Св. 600 до 800	Св. 800 до 1000	Св. 1000 до 1200	Св. 1200 до 1400	300 и менее	Св. 300
Минимальные расстояния (радиусы опасных зон)	75	125	150	200	225	250	75	100

Приложение 14.5

Классификация взрывоопасных зон (из ПУЭ, изд. 6-е, Энергоатомиздат, 1986 г.)

7.3.39. При определении взрывоопасных зон принимается:

а) взрывоопасная зона в помещении занимает весь объем помещения, если объем взрывоопасной смеси превышает 5% свободного объема помещения;

б) взрывоопасной считается зона в помещении в пределах до 5 м по горизонтали и вертикали от технологического аппарата, из которого возможно выделение горючих газов или паров ЛВЖ, если объем взрывоопасной смеси равен 5% свободного объема помещения (см. также 7.3.42, п. 2). Помещение за пределами взрывоопасной зоны следует считать невзрывоопасным, если нет других факторов, создающих в нем взрывоопасность;

в) взрывоопасная зона наружных взрывоопасных установок ограничена размерами, определяемыми в 7.3.44.

Примечания: 1. Объемы взрывоопасных газо- и паровоздушной смесей, а также время образования паровоздушной смеси определяются в соответствии с Указаниями по определению категории производств по взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности, утвержденными в установленном порядке.

2. В помещениях с производствами категорий А, Б и Е электрооборудование должно удовлетворять требованиям главы 7.3 к электроустановкам во взрывоопасных зонах соответствующих классов.

7.3.41. Зоны класса В-Iа-зоны, расположенные в помещениях, в которых при нормальной эксплуатации взрывоопасные смеси горючих газов (независимо от нижнего концентрационного предела воспламенения) или паров ЛВЖ с воздухом не образуются, а возможны только в результате аварий или неисправностей.

7.3.43. Зоны класса В-Iг — пространства у наружных установок: технологических установок, содержащих горючие газы или ЛВЖ (за исключением наружных аммиачных компрессорных установок, выбор электрооборудования для которых производится согласно 7.3.64), надземных и подземных резервуаров с ЛВЖ или горючими газами (газгольдеры), эстакад для слива и налива ЛВЖ, открытых нефтеловушек, прудов-отстойников с плавающей нефтяной пленкой и т. п.

К зонам класса В-Iг также относятся пространства у проемов за наружными ограждающими конструкциями помещений со взрывоопасными зонами классов В-I, В-Iа и В-II (исключение — проемы окон с заполнением стеклоблоками); пространства у наружных ограждающих конструкций, если на них расположены устройства для выброса воздуха из системы вытяжной вентиляции помещений со взрывоопасными зонами любого класса или если они находятся в пределах наружной взрывоопасной зоны, пространства у предохранительных и дыхательных клапанов емкостей и технологических аппаратов с горючими газами и ЛВЖ.

7.3.44. Для наружных взрывоопасных установок взрывоопасная зона класса В-Iг считается в пределах:

а) до 0,5 м по горизонтали и вертикали от проемов за наружными ограждающими конструкциями помещений со взрывоопасными зонами классов В-I, В-Iа, В-II;

б) до 3 м по горизонтали и вертикали от закрытого технологического аппарата, содержащего горючие газы или ЛВЖ; от вытяжного вентилятора, установленного снаружи (на улице) и обслуживающего помещения со взрывоопасными зонами любого класса;

в) до 5 м по горизонтали и вертикали от устройств для выброса из предохранительных и дыхательных клапанов емкостей и технологических аппаратов с горючими газами или ЛВЖ, от расположенных на ограждающих конструкциях устройств для выброса воздуха из систем вытяжной вентиляции помещений со взрывоопасными зонами любого класса;

г) до 8 м по горизонтали и вертикали от резервуаров с ЛВЖ или горючими газами (газгольдеры); при наличии обвалования — в пределах всей площади внутри обвалования;

д) до 20 м по горизонтали и вертикали от места открытого слива и налива для эстакад с открытым сливом и наливом ЛВЖ.

Эстакады с закрытыми сливно-наливными устройствами, эстакады и опоры под трубопроводы для горючих газов и ЛВЖ не относятся к взрывоопасным, за исключением зон в пределах до 3 м по горизонтали и вертикали от запорной арматуры и фланцевых соединений трубопроводов, в пределах которых электрооборудование должно быть взрывозащищенным для соответствующих категорий и группы взрывоопасной смеси.

Приложение 14.6

_____

Министерство

_____ _____

Главное управление, ВПО, ПО и т. д. Населенный пункт

_____ «_____» _____ 198____ г.

Трест, СМУ, РСУ, ПМК, ЛПУ и т. д.

_____

Газопровод, КС, ГРС, АГНКС, СПХГ и т. д.

АКТ
НА ГАРАНТИЙНОЕ СВАРНОЕ СОЕДИНЕНИЕ

Мы, нижеподписавшиеся, руководитель работ т._____

(Фамилия, имя, отчество, должность, организация)

_____

_____, представитель

полевой испытательной лаборатории т._____

(Фамилия, имя, отчество, должность, организация)

дефектоскописты т. т._____

(Фамилия, имя, отчество, должность, организация)

а также сварочно-монтажная бригада в составе:

бригадир т._____

(Фамилия, имя, отчество, разряд, организация)

рéзчики т. т._____

(Фамилия, имя, отчество, разряды, организации)

электросварщики т. т._____

_____

(Фамилия, имя, отчество, разряды, организации, № клейма)

линейные трубопроводчики (слесари-трубопроводчики)_____

_____

_____

_____

(Фамилия, имя, отчество, разряды, организации)

составили настоящий акт в том, что нами проведены сборка, сварка и контроль качества сварного соединения на трубопроводе_____

(Наименование и подробная привязка

_____

места сварки гарантийного стыка)

На основании высокого качества выполненных работ по резке, сборке, сварке стыка, а также операционного контроля, контроля сварки радиографическим

и ультразвуковым (магнитографическим) методами качество сварного соединения гарантируется и стык признается годным к эксплуатации.

Руководитель работ _____

Ответственный представитель ПИЛ _____

Члены сварочно-монтажной бригады _____

_____

_____

_____

Дефектоскописты _____

_____

_____

_____

Приложение 14.7

_____

Министерство

_____ _____

Главное управление, ВПО, ПО и т. д. Населенный пункт

_____

«_____» _____ 198____ г.

Трест, СМУ, РСУ, ПМК, ЛПУ и т. д.

_____

Газопровод, КС, ГРС, АГНКС, СПХГ и т. д.

АКТ
НА ГЕРМЕТИЗАЦИЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОТВЕРСТИЙ

Мы, нижеподписавшиеся, руководитель работ т. _____

(Фамилия, имя, отчество, должность, организация)

представитель полевой испытательной лаборатории т. _____

_____

(Фамилия, имя, отчество, должность, организация)

дефектоскописты т. т. _____

(Фамилия, имя, отчество, должность, организация)

а также сварочно-монтажная бригада в составе:

бригадир т. _____

(Фамилия, имя, отчество, разряд, организация)

резчики т. т. _____

(Фамилия, имя, отчество, разряды, организации)

электросварщики т. т. _____

_____

(Фамилия, имя, отчество, разряды, организации, № клейма)

линейные трубопроводчики (слесари-трубопроводчики)_____

_____

_____

_____

(Фамилия, имя, отчество, разряды, организации)

_____составили настоящий акт в том, что на пикете_____км_____ произведена герметизация технологических отверстий путем вварки патрубка (заплаты). Патрубок (заплата) изготовлен из трубы_____, сталь_____ с заглушкой_____сталь_____. Вварка патрубка (заплаты) произведена электродами_____. Сварной шов проконтролирован_____ физическим методом_____и признан годным.

Руководитель работ_____

Ответственный представитель ПИЛ_____

Члены сварочно-монтажной бригады

_____

_____

_____

_____

Дефектоскописты_____

_____

_____

_____

ОГЛАВЛЕНИЕ

Раздел первый. Общие положения 3

Глава 1. Общие требования 3
Глава 2. Техническая подготовка персонала 7
Глава 3. Ответственность за нарушение Правил 8

Раздел второй. Объекты общего назначения 9

Глава 4. Территория, здания и сооружения 9
Глава 5. Газопроводы 12
Глава 6. Трубопроводная арматура 13
Глава 7. Теплоснабжение, газоснабжение, водоснабжение, вентиляция, канализация 15

Раздел третий. Линейная часть 19

Глава 8. Общие требования 19
Глава 9. Оформление линейной части 20
Глава 10. Организация эксплуатации 22
Глава 11. Техническое обслуживание и ремонт 24
Глава 12. Транспортные технические средства 29
Глава 13. Аварийный запас 30
Глава 14. Техническая документация 31

Раздел четвертый. Компрессорные станции 32

Глава 15. Общие требования 32
Глава 16. Организация эксплуатации 33
Глава 17. Техническое обслуживание и ремонт 33
Глава 18. Компрессорный цех 34
Глава 19. Установка очистки газа 38
Глава 20. Установка охлаждения газа 39
Глава 21. Система топливного, пускового и импульсного газа 40
Глава 22. Маслоснабжение 40
Глава 23. Техническая документация 41

Раздел пятый. Станции подземного хранения газа 42

Глава 24. Общие требования 42
Глава 25. Организация эксплуатации 42
Глава 26. Техническое обслуживание и ремонт 43
Глава 27. Очистка и осушка газа 46
Глава 28. Техническая документация 47

Раздел шестой. Газораспределительные станции 48

Глава 29. Общие требования 48
Глава 30. Организация эксплуатации 49
Глава 31. Техническое обслуживание и ремонт 51
Глава 32. Техническая документация 51

Раздел седьмой. Электроустановки 52

Глава 33. Общие требования 52
Глава 34. Эксплуатация электроустановок 53

Раздел восьмой. Защита от коррозии 56

Глава 35. Общие требования 56
Глава 36. Организация эксплуатации 56
Глава 37. Техническое обслуживание и ремонт 57
Глава 38. Техническая документация 59

Раздел девятый. Системы и средства автоматизации, управления и связи 59

Глава 39. Общие требования 59
Глава 40. Организация эксплуатации 63
Глава 41. Техническое обслуживание и ремонт 67
Глава 42. Метрологическое обеспечение 70
Глава 43. Связь 71
Глава 44. Расходомерные пункты 72
Глава 45. Телемеханика 74
Глава 46. Техническая документация 76

Раздел десятый. Оперативно-диспетчерское управление 77

Глава 47. Диспетчерская служба 77
Глава 48. Режим работы газопроводов 80
Глава 49. Оперативная документация 81
Глава 50. Организация работ по ликвидации аварии 81
Глава 51. Подготовка магистрального газопровода к эксплуатации в осенне-зимних условиях и к весеннему паводку 84

Приложение 1. Перечень действующих нормативных документов . . 86
Приложение 2. Принятые сокращения 93
Приложение 3. Нумерация технологической арматуры на компрессорных станциях 94
Приложение 4. Нумерация технологической арматуры на линейной части 95
Приложение 5. Минимальные расстояния от газопроводов I и II классов до населенных пунктов, отдельных промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений 96
Приложение 6. Минимальные расстояния от компрессорных (в числителе) и газораспределительных (в знаменателе) станций до населенных пунктов, отдельных промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений при газопроводах I и II классов 99
Приложение 7. Знак «Осторожно, газопровод» 102
Приложение 8. Знак «Остановка запрещена» 102
Приложение 9. Знак «Газопровод. Переезд запрещен» 103
Приложение 10. Знак «Газ. С огнем не приближаться» 103
Приложение 11. Знак «Вход воспрещен» 104
Приложение 12. Знак «Газопровод высокого давления» 104
Приложение 13. Знак закрепления трассы газопровода на местности 105
Приложение 14. Типовая инструкция по безопасному ведению огневых работ на газовых объектах Мингазпрома СССР 105

Правила технической эксплуатации магистральных газо-
П 68 проводов/Редкол.: А. И. Чистяков и др. Утв. М-вом газовой пром-сти СССР 22.03.88.— М.: Недра, 1989.—142 с.: ил.

Изложены вопросы эффективной и надежной эксплуатации линейной части газопроводов, компрессорных станций и их технологического оборудования, подземных хранилищ газа, газораспределительных станций, электроустановок, контрольно-измерительных приборов, систем автоматики, связи, телемеханики, автоматизированных систем управления, расходомерных пунктов. Описаны ремонтные работы, защита от коррозии, организация диспетчерской службы и подготовка объектов и оборудования газопроводов к эксплуатации в осенне-зимний период и в условиях весеннего паводка.

Для инженерно-технических работников, обслуживающих магистральные газопроводы.

$\text{П}\ \frac{2503010500-199}{043(01)-89}\ 318-89$ ББК 31.354

НОРМАТИВНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ИЗДАНИЕ

ПРАВИЛА ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Заведующий редакцией *Н. Е. Игнатьева*
Редактор издательства *В. А. Куликова*
Технические редакторы *Н. В. Жидкова, А. Г. Тумарева*
Корректор *Г. Г. Большова*
ИБ № 8075

Сдано в набор 24.01.89. Подписано в печать 12.05.89. Формат 60×90 1/16. Бумага кн.-журнальная для офсетной печати. Гарнитура Литературная. Печать офсетная. Усл. печ. л. 9,0. Усл. кр.-отт. 9,25. Уч.-изд. л. 8,8. Тираж 28 800 экз. Заказ 394/2034—5. Цена 45 коп.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра», 125047, Москва, пл. Белорусского вокзала, 3

Набрано в ордена Октябрьской Революции и ордена Трудового Красного Знамени МПО «Первая Образцовая типография» Государственного комитета СССР по делам издательств полиграфии и книжной торговли. 113054, Москва, Валовая, 28.

gost.e-ecolog.ru

Отпечатано в московской типографии № 6 Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли 109088, Москва, Ж-88, Южнопортовая ул. 24