СОГЛАСОВАНО
отдел газового надзора
Госгортехнадзора России
от 10.06.2003 г. №14-3/125

УТВЕРЖДЕНО
генеральный директор
НП "СЭЦ промышленной
безопасности"
Сорокин А.А., 10.06.2003 г.

МЕТОДИКА

проведения экспертизы промышленной безопасности и определения срока дальнейшей эксплуатации газового оборудования промышленных печей, котлов, ГРП, ГРУ, ШРП и стальных газопроводов

gost.e-ecolog.ru

Редакционная комиссия:

Сорокин А.А.
Нечаев А.С.
Кокорев Е.Н.
Кузнецов В.А.

В разработке настоящей методики принимали участие:

Пчельников М.Н., Сорокин А.А., Кокорев Е.Н., Худошин А.А., Кадкин Ю.В., Тюрин С.В., Пушин В.К., Первушкин А.Д., Плотников А.В., [illegible] А.В., Фиркин О.Б., Сальников Ю.К., Сибагатуллин Р.З., Ридер К., Карабанов Ю.Ф.

Рекомендуется для организаций любых организационно-правовых форм собственности и индивидуальных предпринимателей

Методика проведения промышленной безопасности и определения срока дальнейшей эксплуатации газового оборудования промышленных печей, котлов, ГРП, ГРУ, ШРП и стальных газопроводов (в дальнейшем «Методика») устанавливает рекомендации по порядку экспертизы газового оборудования промышленных печей, котлов, ГРП, ГРУ, ШРП и стальных газопроводов.

Экспертиза в объеме настоящей Методики обеспечивает получение и обработку необходимой и достаточной информации о техническом состоянии и функциональных возможностях газового оборудования промышленных печей, котлов, ГРП, ГРУ, ШРП, стальных газопроводов и позволяет определить:

- остаточный срок службы до очередного ремонта или списания;
- вид ремонта или объем ремонтных работ для газового оборудования, исходя из его технического состояния;
- допустимые пределы эксплуатационной нагрузки, соблюдение которых обеспечивает безопасную и безаварийную работу газового оборудования.

Документ предназначен для организаций и специалистов, занимающихся экспертизой газового оборудования.

Документ распространяется на экспертизу газового оборудования промышленных печей, котлов, ГРП, ГРУ, ШРП и стальных газопроводов.

1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1.1. Методика по экспертизе промышленной безопасности и определению срока дальнейшей эксплуатации газового оборудования (технических устройств), промышленных печей, котлов, ГРП, ГРУ, ШРП и стальных газопроводов предусматривает порядок и процедуру проведения экспертизы технических устройств и трубопроводов на объектах газоснабжения.

1.2. Методика разработана с учетом требований:

- Федерального Закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21 июля 1997 года №116-ФЗ;
- Положения о Федеральном горном и промышленном надзоре России, утвержденного Указом Президента Российской Федерации от 18.02.93г. №234;

- Правил проведения экспертизы промышленной безопасности, утвержденных Постановлением Госгортехнадзора России от 06.11.98г. №64, зарегистрированных Минюстом России 08.12.98г. №1656 (ПБ 03-246-98 с изм. №1);

- Положения о порядке утверждения заключений экспертизы промышленной безопасности, утвержденного Постановлением Госгортехнадзора России от 14.07.99г. №51 (РД 03-298-99 с изм. №1);

- «Правил безопасности систем газораспределения и газопотребления», утвержденных Постановлением Госгортехнадзора России от 18.03.03г. № 9 (ПБ-12-529-03).

1.3. Настоящая методика может распространяться на экспертизу газового оборудования (технических устройств): внутренних газопроводов, газового оборудования газорегуляторных пунктов и установок (ГРП, ГРУ, ШРП), котлов, технологических линий и агрегатов, газогорелочных устройств, емкостных и проточных водонагревателей, аппаратов и промышленных печей, работающих на природном газе (газовых и газонефтяных месторождений) с избыточным давлением 1,2 МПа (12 кгс/см^2), сжиженном углеводородном газе (СУГ) с избыточным давлением не более 1,6 МПа (16 кгс/см^2).

1.4. Методика разработана в развитие «Правил проведения экспертизы промышленной безопасности» ПБ-03-246-98 и «Положения по проведению экспертизы промышленной безопасности на объектах газоснабжения» РД-12-608-03. Предназначена для использования на предприятиях, эксплуатирующих газопроводы и газовое оборудование, независимыми экспертными организациями, аккредитованными в системе промышленной безопасности, имеющими лицензию Госгортехнадзора России на право проведения экспертизы промышленной безопасности технических устройств и сооружений объектов газоснабжения на которые распространяются «Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления» ПБ-12-529-03.

2 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

2.1. Под экспертизой газового оборудования (технических устройств) и газопроводов следует понимать проведение комплекса технических мероприятий (анализ технической и эксплуатационной документации; визуально-измерительный контроль сборочных еди-

ниц, фасонных частей, узлов, арматуры; неразрушающий контроль металла и сварных соединений; исследования коррозионного состояния, состояния изоляционных покрытий; анализ прочности, проверочные расчеты и др.), которые позволяют дать объективную оценку фактического состояния оборудования, определить возможность, условия и срок их дальнейшей эксплуатации.

2.2. Экспертиза газопроводов и газового оборудования (технических устройств) проводится в следующих случаях:

- после аварии оборудования;
- в случае выявления нарушения установленных регламентом условий эксплуатации;
- после истечения нормативного срока эксплуатации или после истечения разрешенных сроков эксплуатации после последней экспертизы;
- по предписанию органов Госгортехнадзора России;
- при изменении владельца или переустановки технического устройства;
- при расконсервации после простоя более одного года.

2.3. Методика распространяется на газопроводы и газовое оборудование (технических устройств), изготовленное из сталей, цветных металлов и сплавов, неметаллических материалов с использованием сварочных материалов, применение которых предусмотрено СНиП 42-01-2002 «Газораспределительные системы», ПБ 12-529-03 (или их зарубежных аналогов).

2.4. При отсутствии в проекте или в паспорте технического устройства расчетного срока эксплуатации газопровода и газового оборудования он принимается равным:

- подземные стальные газопроводы и сооружения на них - 40 лет;
- надземные стальные газопроводы - 30 лет;
- оборудование ГРП, ГРУ, ШРП - 30 лет;
- газооборудование промышленных печей и котлов - 30 лет;
- газопроводы из неметаллических материалов (полиэтилен) – 50 лет.

2.5. При положительных результатах экспертизы газопроводы и газовое оборудование (технические устройства), ГРП, ГРУ, ШРП могут быть допущены к дальнейшей эксплуатации. Допускаемый срок продления эксплуатации газопровода и газового оборудова-

ния устанавливает (с учетом результатов экспертизы) экспертная организация проводившая работы, но не более 5 лет.

2.6. Заключение экспертизы должно утверждаться Госгортехнадзором России в соответствии с «Положением о порядке утверждения заключений экспертизы промышленной безопасности» РД-03-298-99 с изм. №1.

3 ПОДГОТОВКА К ЭКСПЕРТИЗЕ.

3.1. Подготовку к экспертизе газопроводов и газового оборудования (технических устройств) должна проводить организация, эксплуатирующая оборудование.

3.2. Организация, эксплуатирующая оборудование предоставляет необходимую техническую документацию (проект, строительный паспорт газопровода, строительный паспорт ГРП, протоколы проверки сварных стыков газопровода радиографическим или ультразвуковым методом, протокол механических испытаний сварных стыков стального газопровода, акт приемки законченного строительством объекта системы газоснабжения, эксплуатационный журнал, ремонтный журнал и т.д.).

3.3. Контроль неразрушающими методами должны проводить специалисты по неразрушающему контролю, аттестованные в соответствии с «Правилами аттестации персонала в области неразрушающего контроля» и имеющие уровень квалификации не ниже второго по соответствующему виду экспертизы.

3.4. Аппаратура, средства измерения и контроля, методики должны соответствовать требованиям действующих нормативных документов на конкретные виды работ. Аппаратура и средства измерения должны пройти госповерку в установленном порядке.

3.5. Основные нормативные документы, используемые при экспертизе (неразрушающий контроль, исследование коррозионного состояния, расчеты на прочность и т.д.), приведены в Приложении 6.

3.6. Диагностирование газового оборудования (технических устройств) рекомендуется совмещать со сроками проведения текущего ремонта ГРП, ГРУ, ШРП. На время диагностирования оборудование должно быть выведено из работы, опорожнено и отключено заглушками от действующих газопроводов.

3.7. Должен быть обеспечен доступ к контролируемому оборудованию; при работе на высоте должны быть сооружены леса, предоставлены лестницы, подъемники и т.п.

3.8. Перед началом работ оформляется наряд-допуск на производство газоопасных работ.

4 ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРТИЗЫ ГАЗОПРОВОДОВ И ГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ (ТЕХНИЧЕСКИХ УСТРОЙСТВ).

4.1. Экспертиза газопроводов и газового оборудования (технических устройств) выполняется на основании письменного обращения предприятия (далее Заказчика) на выполнение конкретной работы.

Заказчик одновременно с обращением представляет экспертной организации технологическую и техническую документацию на газопроводы и газовое оборудование (технические устройства) по перечню п.5.3 данных методических указаний.

4.2. Подготовительные работы, проводимые экспертной организацией, включают:

- изучение технической и эксплуатационной документации газопроводов и газового оборудования (технических устройств);
- составление индивидуальных программ (Приложения № 1, 2, 3) экспертизы газопроводов и газового оборудования (технических устройств);
- оформление договора.

4.3. Перечень технической и эксплуатационной документации, используемой при экспертизе газопроводов и газового оборудования (технических устройств), включает:

- паспорт технического устройства;
- акт приемки газопроводов и газового оборудования (технических устройств) в эксплуатацию;
- акты приемочных испытаний и обследований, проводимых в процессе эксплуатации газопроводов и газового оборудования (технических устройств);
- акты, отчеты о выполненных работах при проведении капитальных ремонтов и реконструкции газопроводов и газового оборудования (технических устройств);

- комплект конструкторских чертежей с указанием основных технических решений и всех изменений, внесенных при производстве работ и отметок о согласовании этих изменений с проектной организацией, разработавшей проект газопроводов и газового оборудования (технических устройств);

- акты расследования аварий и нарушений технологических процессов, влияющих на сохранность газопроводов и газового оборудования (технических устройств);

- документы, отражающие фактические технологические параметры;

- заключения ранее проводимых экспертиз газопроводов и газового оборудования (технических устройств) в части выполнения указаний, направленных на обеспечение безопасной эксплуатации, и другие.

4.4. Анализ технической документации включает:

- установление сроков изготовления и ввода в эксплуатацию, данные о проектной и строительной организации;

- анализ схем газопроводов, марки основного и сварочного материалов, основных размеров элементов газопровода, газового оборудования (технических устройств), объем и результаты контроля неразрушающими методами сварных соединений;

- оценку проектных, технических характеристик и их соответствие фактическим условиям эксплуатации по температуре, давлению, воздействию окружающей среды.

4.5. Изучение газопроводов и газового оборудования (технических устройств) проводится с целью установления объема и очередности работ при проведении экспертизы, сбора и подготовки данных для оформления договора, составления индивидуальных программ экспертизы, оценки безопасного доступа к конструкциям газопроводов и газового оборудования (технических устройств).

При этом проводится:

- осмотр технического устройства;

- оценка условий эксплуатации (температурные воздействия, динамические ударные нагрузки, химические воздействия и т.д.);

- определение участков с наибольшей степенью износа;

- предварительное выявление конструкций, имеющих опасные дефекты, повреждения и деформации;

- определение безопасного способа доступа к конструкциям (использование технологических площадок, устройство необходимых

лесов, подмостей, приспособлений, определение необходимости частичной или полной остановки технического устройства).

4.6. Результаты анализа технической документации используются для разработки индивидуальной программы экспертизы.

4.7. Разработка индивидуальных программ экспертизы.

4.7.1. В основе индивидуальной программы должны быть использованы требования Правил и нормативно-технической документации настоящих методических указаний.

4.7.2. В индивидуальной программе указываются конкретные сварные соединения, подлежащие контролю неразрушающими методами. Намечая сварные соединения, подлежащие неразрушающему контролю, следует выбирать в первую очередь те из них, которые не были подвергнуты неразрушающему контролю при изготовлении (монтаже).

4.7.3. В индивидуальной программе должны быть определены элементы, участки, зоны газопровода, газового оборудования (технических устройств), подлежащие контролю, установлены объемы и методы неразрушающего контроля, измерения твердости металла, а при необходимости объемы лабораторных исследований структуры и свойств металла с указанием мест отбора проб.

4.8. Визуальный и измерительный контроль.

4.8.1. Визуальный осмотр наружной и внутренней поверхности (в доступных местах) элементов газопроводов и газового оборудования (технических устройств), а также измерительный контроль проводят с целью обнаружения и определения размеров дефектов (поверхностные трещины, коррозионные повреждения вследствие воздействия блуждающих токов, подземной и атмосферной коррозии, газовой коррозии, эрозионный износ, механические повреждения, вмятины, сплющивания и другие изменения геометрии), образовавшихся в процессе эксплуатации, при ремонте, аварии, при изготовлении или монтаже. Индивидуальная программа экспертизы может быть скорректирована (дополнена) с учетом выявленных при визуальном и измерительном контроле дефектов.

4.8.2. При проведении визуального контроля повышенное внимание должно быть обращено на выявление следующих дефектов:

- трещин, образующихся чаще всего в местах приварки патрубков, врезках ответвлений, в сварных соединениях и околошовной зоне, в местах приварки фланцев, перехода от основного металла к усилению сварного шва;

- коррозионных и коррозионно-усталостных повреждений металла, наиболее часто встречающихся в местах повреждения окраски, нарушения изоляции, по нижней образующей газопровода и газового оборудования (технических устройств), в местах скопления конденсата;

- эрозионный износ в газопроводах в местах резкого изменения направления потока газа (повороты, сужения и т.д.);

- дефекты сварных соединений: трещины, подрезы, незаплавленные кратеры, пористость, высокая чешуйчатость, несоответствие формы и размера сварного шва требованиям нормативной документации;

- смещение кромок элементов газопровода.

4.8.3. При осмотре газопроводов и газового оборудования (технических устройств) выполняется частичная или полная его разборка для осмотра внутренней поверхности элементов.

4.8.4. Выявленные в ходе осмотра трещины, вмятины и другие дефекты отмечаются на схеме.

4.8.5. Размер вмятины измеряется в двух перпендикулярных направлениях (продольном и поперечном) и на максимальную глубину.

4.8.6. Измерению овальности гнутых отводов подлежат трубы с диаметром 76 мм и более. Измерение овальности производят штангенциркулем с удлиненными губками. Овальность определяют путем измерения максимального Dmax и минимального Dmin наружного диаметров в двух взаимно-перпендикулярных направлениях контрольного сечения. Величину овальности (a) в процентах рассчитывают по формуле:

$$a = \frac{D_{max} - D_{min}}{D_{max} + D_{min}} \; x \; 200\%$$

4.9 Неразрушающий контроль сварных соединений.

4.9.1. Неразрушающий контроль сварных соединений с целью выявления внутренних дефектов (трещин, непроваров, пор, шлаковых включений и др.) в сварных соединениях газопроводов следует проводить радиографическим или ультразвуковым методом в соответствии с требованиями действующих нормативно-технических документов на данный метод (ГОСТ 7512, ГОСТ 14782)

4.9.2. Неразрушающему контролю (РК, УЗК) подлежат не менее 50 % всех сварных соединений. При обнаружении недопустимых дефектов в процессе контроля сварных соединений объем контроля может быть увеличен до 100 %.

4.9.3. При разработке индивидуальных программ экспертизы следует руководствоваться п.4.7.2 настоящей методики, а также, в первую очередь включать в зону контроля участки газопроводов, имеющих пересечение продольных и кольцевых сварных соединений, места приварки компенсаторов, конденсатоотводчиков. Из сварных стыков контролю неразрушающими методами следует подвергать те, качество которых по результатам визуального контроля вызывает сомнения.

4.9.4. Результаты контроля следует оформлять в виде заключений в соответствии с требованиями НТД по каждому из видов контроля. В случае обнаружения дефектов в сварных соединениях данные сварные соединения должны быть отмечены на прилагаемой к заключению схеме.

4.10. Неразрушающий контроль поверхности элементов газопроводов и газового оборудования.

4.10.1. Контроль наружной поверхности элементов газопровода и газового оборудования с целью выявления и определения размеров и ориентации поверхностных и подповерхностных трещин следует проводить методами магнитопорошковой дефектоскопии (МПД) или проникающими веществами (ПВК) в соответствии с требованиями действующих нормативно-технических документов на эти методы контроля (ГОСТ 21105, ГОСТ 18442).

4.10.2. Контролю методами МПД или ПВК в обязательном порядке подлежат следующие участки газопровода:

- места, на которых по результатам визуального осмотра или анализа эксплуатационно-технической документации подозревается наличие трещин;
- места вварки отводов, штуцеров, приварки фланцев;
- места, подвергнутые ранее ремонту с применением сварочных технологий, с примыкающей зоной основного металла шириной не менее 30 мм.

4.10.3. Результаты контроля следует оформлять в виде заключений в соответствии с требованиями НТД по каждому из видов контроля. В случае обнаружения дефектов в сварных соединениях

данные сварные соединения должны быть отмечены на прилагаемой к заключению схеме.

4.11. Неразрушающий контроль толщины стенки газопровода.

4.11.1. Контроль толщины стенки элементов газопровода следует выполнять ультразвуковыми приборами, отвечающими требованиям ГОСТ 28702 «Контроль неразрушающий. Толщиномеры ультразвуковые. Общие технические требования» и в соответствии с инструкцией по эксплуатации прибора.

4.11.2. Контроль толщины стенки газопровода проводят с целью:

- определения количественных характеристик утонения стенки элементов газопровода;

- определения соответствия данных, указанных в сертификате на трубы, с данными, полученными в результате измерения толщины стенок труб, установленных при монтаже газопровода, и сравнения этих данных с проектом. Результаты ультразвуковой толщинометрии используются для определения остаточного ресурса газопровода и газового оборудования (технических устройств).

4.11.3. Контроль толщины стенки газопровода, газового оборудования (технических устройств) проводят в местах, указанных в типовых или индивидуальных программах диагностирования, а также в зонах интенсивного коррозионно-эрозионного износа. Обязательному контролю подлежат зоны газопровода вдоль нижней образующей, стенки гнутых отводов в растянутой и нейтральных зонах гибов, днища конденсатоотводчиков.

4.11.4. Результаты измерений толщины стенки элементов газопровода следует оформлять в виде заключений или протоколов в табличной форме. Расположение контрольных точек следует изобразить на схеме, прилагаемой к заключению или протоколу.

4.12. Определение химического состава, механических свойств и структуры металла методами неразрушающего контроля или лабораторными исследованиями.

4.12.1. Исследования химического состава, механических свойств и структуры металла следует выполнять для установления их соответствия действующих нормативных документов и выявления изменений, возникших в результате нарушения нормальных условий работы.

4.12.2. Исследования механических свойств и структуры металла рекомендуется проводить неразрушающими методами контроля, а

в необходимых случаях - на образцах, изготовленных из вырезок металла газопровода.

4.12.3. Измерения твердости неразрушающими методами следует проводить при помощи переносных приборов (твердомеров) в соответствии с требованиями нормативно-технических документов и инструкции по эксплуатации приборов. Для косвенной (приближенной) оценки временного сопротивления или условного предела текучести допускается применять формулы (таблицы) перевода величин твердости в прочностные характеристики металла согласно ГОСТ 22761.

Определение твердости при помощи переносных твердомеров следует проводить на элементах газового оборудования или участках газопроводов с толщиной стенки не менее 5 мм, при этом участки контроля твердости рекомендуется выбирать в местах жесткого крепления элементов оборудования или в местах расположения жестких опор газопроводов. Количество точек измерения твердости и их расположение должны быть указаны в программе диагностирования. Результаты измерений твердости элементов газопровода следует оформлять в виде заключений или протоколов. Расположение контрольных точек следует изобразить на схеме, прилагаемой к заключению или протоколу.

4.12.4. Исследования химического состава, механических свойств и структуры основного металла или сварного соединения на вырезках образцов из элементов газопровода следует проводить в следующих случаях:

- при неудовлетворительных результатах измерения твердости металла переносным твердомером;

- при необходимости установления причин возникновения дефектов металла, влияющих на работоспособность газопровода.

4.12.5. Результаты определения химического состава и механических свойств должны быть оформлены в виде протоколов.

4.13. Проверка на прочность и герметичность газопроводов и газового оборудования (технических устройств).

4.13.1. Организация работ и обеспечение оборудованием для проведения испытаний на прочность и герметичность газопроводов, газового оборудования (технических устройств) возлагается на организацию, эксплуатирующее газовое хозяйство.

4.13.2. Испытания на прочность и герметичность являются завершающей операцией экспертизы. Эти испытания следует прово-

дить при положительных результатах экспертизы или после устранения выявленных дефектов.

4.13.3. Внутренние газопроводы низкого и среднего давления на прочность и герметичность следует испытывать воздухом.

4.13.4. При выборе величины испытательного давления на прочность и герметичность, а также продолжительность испытания следует руководствоваться СНиП 42-01-2002, ПБ 12-529-03.

4.13.5. Для проведения испытаний газопроводов на прочность и герметичность следует применять манометры класса точности не ниже 1,5. При испытательном давлении до 0,1 кгс/см^2 необходимо применять V-образные жидкостные манометры с водяным заполнением. Пружинные манометры должны иметь корпус диаметром не менее 160 мм и шкалу с верхним пределом измерений не менее 4/3 и не более 5/3 от величины измеряемого давления.

4.13.6. Испытания на прочность и герметичность ГРП, ГРУ, ШРП производятся с установленными на нем отключающей арматурой, оборудованием и контрольно-измерительными приборами. Высокая и низкая стороны испытываются раздельно на соответствующее давление.

4.13.7. Газопровод и газовое оборудование (технические устройства) следует считать выдержавшими испытания, если в процессе его проведения не обнаружено:

- падения давления выше величин указанных в СНиП 42-01-2002, ПБ 12-529-03;

- пропусков испытательной среды (пузырьки воздуха) в сварных швах и основном металле, в разъемных соединениях и уплотнениях;

- остаточной деформации.

4.14. Анализ результатов экспертизы и проведение расчетов на прочность.

4.14.1. Полученные по результатам контроля данные по геометрическим размерам, форме, свойствам металла элементов газопровода, газового оборудования (технических устройств) следует сравнивать с проектными данными, а выявленные отклонения размеров и форм, а также дефекты (коррозионные язвы, деформации, дефекты сварки и т.д.) сопоставить с требованиями Правил, СНиП, нормами оценки качества раздела 6 настоящих методических указаний.

4.14.2. При несоблюдении хотя бы одного из требований Правил, СНиП или норм раздела 5 следует выполнить расчет на проч-

ность с учетом полученных при экспертизе фактических данных по толщине стенки, размерам, форме, свойствам металла элементов газопровода и наличию в них дефектов.

4.14.3. Поверочный расчет на прочность при статической нагрузке следует выполнять в соответствии с требованиями ПНАЭ Г-7-002, РД 10-249-98 при наличии интенсивной местной или общей коррозии металла элементов газопровода (средняя скорость коррозии превышает 0,1 мм/год). Поверочный расчет на прочность выполняется по минимальной фактической толщине стенки с учетом ее последующего утонения на конец планируемого срока эксплуатации.

4.14.4. При наличии местной деформации в виде вмятины, повышенной овальности, увода (угловатость) кромок, смещения кромок стыкуемых труб более установленных норм следует проводить поверочный расчет на прочность по формулам, указанным в Приложении 4 настоящей методики.

5 НОРМЫ И КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗОПРОВОДОВ, ГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ (ТЕХНИЧЕСКИХ УСТРОЙСТВ)

5.1 Размеры элементов газопровода должны соответствовать проектным.

5.2 Механические свойства металла газопровода, указанные в сертификатах, должны удовлетворять требованиям соответствующих нормативных документов.

5.3 Если требования пунктов 6.1 и 6.2 не выполняются, то следует провести поверочный расчет на прочность по ПНАЭ Г-7-002, РД 10-249-98 с учетом изменения геометрических размеров (толщины стенки) и фактических механических свойств металла.

5.4 Нормы оценки качества газопроводов и элементов газового оборудования по результатам визуального и измерительного контроля.

5.4.1 Относительная овальность гнутых отводов не должна превышать 8 %.

5.4.2 Допускаемое смещение кромок сваренных труб не должно превышать (0,15S + 0,5) мм, где S - наименьшая из толщин стенок сваренных труб в миллиметрах.

5.4.3 Максимальный размер вмятины не должен превышать 20S (где S - толщина стенки газопровода), но не более 200 мм, а глубина вмятины не должна превышать половины толщины стенки газопровода.

5.4.4 Сварные швы не должны иметь трещин, прожогов, незаваренных кратеров, выходящих на поверхность пор, а также подрезов глубиной более 5 % толщины стенки труб (более 0,5 мм) и длиной более 1/3 периметра стыка (более 150 мм).

5.5 Нормы оценки качества газопроводов и элементов газового оборудования по результатам радиографического контроля.

5.5.1 По результатам радиографического контроля сварные соединения газопроводов и элементов газового оборудования подлежат браковке при наличии следующих дефектов:

- трещин, прожогов, незаваренных кратеров;
- непровара по разделке шва;
- непровара в корне шва и между валиками свыше 25 мм на каждые 300 мм длины сварного соединения или свыше 10% периметра при длине сварного соединения менее 300 мм;
- непровара в корне шва в стыковых соединениях газопроводов диаметром 920 мм и более, выполненных с внутренней подваркой;
- непровара в корне шва в сварных соединениях, выполненных с подкладным кольцом;
- если размеры дефектов сварных соединений (пор, шлаковых и других включений) превышают размеры, приведенные в таблице 1.

Таблица 1

Максимально допустимые размеры дефектов в сварных соединениях газопроводов и элементов газового оборудования по результатам радиографического контроля (в соответствии с классом 6 ГОСТ 23055)

Толщина сваренных элементов, мм	Поры или включения		Скопления	Цепочки	Суммарная длина, мм
	Ширина (диаметр), мм	Длина, мм	Длина, мм		
До 3	0,8	3,0	5,0	8,0	8,0
Свыше 3 до 5	1,0	4,0	6,0	10,0	10,0
Свыше 5 до 8	1,2	5,0	7,0	12,0	12,0
Свыше 8 до 11	1,5	6,0	9,0	15,0	15,0
Свыше 11 до 14	2,0	8,0	12,0	20,0	20,0
Свыше 14 до 20	2,5	10,0	15,0	25,0	25,0
Свыше 20 до 26	3,0	12,0	20,0	30,0	30,0
Свыше 26 до 34	4,0	15,0	25,0	40,0	40,0
Свыше 34 до 45	5,0	20,0	30,0	50,0	50,0
Свыше 45 до 67	5,0	20,0	30,0	50,0	60,0
Свыше 67 до 90	5,0	20,0	30,0	50,0	70,0
Свыше 90 до 120	5,0	20,0	30,0	50,0	80,0
Свыше 120 до 200	5,0	20,0	30,0	50,0	90,0

5.6 Нормы оценки качества газопроводов и элементов газового оборудования по результатам ультразвукового контроля.

5.6.1 По результатам ультразвукового контроля сварные соединения газопроводов и элементов газового оборудования подлежат браковке при наличии дефектов, размеры которых превышают размеры, приведенные в таблице 2.

Таблица 2

Максимально допустимые размеры дефектов в сварных соединениях газопроводов и элементов газового оборудования по результатам ультразвукового контроля (в соответствии с РД 153-34.1-003-01 (РТМ-1с) и ВСН 012-88)

Номинальная толщина, мм	Размеры (площадь) эквивалентных отдельных несплошностей		Максимальное количество отдельных несплошностей на любых 100 мм шва	Протяженность несплошностей условная, мм	
	минимально фиксируемые дБ	минимально допустимые при эталонировании по зарубке, мм х мм		отдельных	Суммарная
До4 Св.4 до 6 Св.6 до 8 Св.8 до 12 Св.12 до 15 Св.15 до 20 Св.20 до 26 Св.26 до 40	На 6 дБ ниже эхосигнала от максимально допустимой несплошности	2,0 х 0,8 2,0 х 0,8 2,0 х 1,0 2,0 х 1,5 2,0 х 2,0 2,5 х 2,0 3,0 х 2,0 3,0 х 2,5	Не нормируется	Не нормируется	25 на 300 мм длины шва или 10% периметра при длине сварного соединения менее 300 мм

5.7 Нормы оценки качества газопроводов и элементов газового оборудования по результатам контроля проникающими веществами (капиллярный метод).

5.7.1 По результатам контроля проникающими веществами сварные соединения газопроводов и элементов газового оборудования считаются годными, если:

а) индикаторные следы дефектов отсутствуют;

б) все зафиксированные индикаторные следы являются одиночными и округлыми;

в) наибольший размер каждого индикаторного следа не превышает трехкратных значений норм для ширины (диаметра), приведенных в таблице 1;

г) суммарная длина всех индикаторных следов на любом участке шва длиной 100 мм не превышает суммарной длины, приведенной в таблице 1.

5.8 Нормы оценки качества газопроводов и элементов газового оборудования по результатам магнитопорошковой дефектоскопии.

5.8.1 По результатам магнитопорошковой дефектоскопии сварные соединения газопроводов и элементов газового оборудования считаются годными, если отсутствует осаждение магнитного порошка в виде четких или кучных валиков, имеющих выраженную протяженность.

5.8.2 В местах осаждения магнитного порошка может быть произведена вышлифовка металла с последующим проведением МПД. Если после вышлифовки при проведении МПД не наблюдается осаждения магнитного порошка и остаточная толщина стенки элемента в месте выборки не снижается менее расчетного значения, то данный элемент по результатам МПД считается годным.

5.9. Нормы оценки величины и допустимости коррозионного износа.

5.9.1 Если в результате проведения ультразвуковой толщинометрии будут обнаружены участки газопровода или элементов газового оборудования, на которых утонение стенки превысит величину более 15 % по сравнению с паспортными данными, то необходимо проведение расчета на прочность в соответствии со СНиП 2.04.12-86 «Расчет на прочность стальных трубопроводов» (пункт 5). В том случае, если толщина стенки в зоне коррозионного поражения не уменьшилась ниже величины отбраковочного размера, то допускается дальнейшая эксплуатация данного участка газопровода или элемента газового оборудования.

5.10 Значения твердости металла по данным измерений переносными приборами должны быть в следующих пределах:

- для сталей марок Ст1, Ст2, Ст3, Ст4, 08, 10, 15, 20 - от 110 до 170 НВ;
- для сталей марок 09Г2С, 17Г1С, 16ГС, 15ГС, 14ХГС, 10Г2 - от 120 до 180 НВ.

5.11 Газовое оборудование (техническое устройство), установленное на газопроводах ГРП, ГРУ, ШРП, газовых печах и котлах должно обеспечивать выполнение возложенных на него функциональных задач.

5.12 Нормы и критерии оценки технического состояния газопроводов, газового оборудования (технических устройств) по результатам электрических измерений.

5.12.1 При осмотре электроустановок, кроме выполнения требований ПУЭ, ПЭЭП и инструкций заводов-изготовителей необходимо контролировать:

а) соответствие проекту установленного во взрывоопасных зонах электрооборудования, а также смонтированных проводов и кабелей; соответствие номера электрооборудования, предусмотренного проектом, номеру технического оборудования, для которого оно предназначено;

б) техническое состояние каждого электротехнического изделия: наличие маркировки и предупреждающих знаков; отсутствие повреждений оболочки, смотровых стекол, влияющих на взрывозащищенность; наличие всех крепежных элементов (болтов, гаек, шайб и т.п.);

в) правильность выполнения ввода проводов, кабелей, надежность их уплотнения в электрооборудовании, надежность их контактных соединений - путем осмотра при снятых крышках вводных устройств, а в случае необходимости - при полной разборке;

г) наличие разделительных уплотнений труб электропроводок, что должно быть подтверждено протоколом испытаний монтажной организации и выборочной проверкой;

д) наличие засыпки песком коробов для прохода открыто проложенных кабелей сквозь стены и отсутствие повреждений наружных оболочек кабелей;

е) наличие уплотнений в патрубках при проходе открыто проложенных одиночных кабелей сквозь стены;

ж) правильность выполнения требований к монтажу, изложенных в инструкциях заводов-изготовителей;

з) полноту выполнения комплекса мероприятий, обеспечивающих взрывозащиту.

5.12.2 Проверка полного сопротивления петли фаза-нуль в установках напряжением до 1000 В с глухим заземлением нейтрали (сопротивление проверяется на всех электроприемниках, расположенных во взрывоопасных зонах) с контролем кратности тока однофазного КЗ номинальному току ближайшей плавкой вставки предохранителя или автоматического выключателя в соответствии с указаниями гл. 7 3 ПУЭ;

5.12.3 Проверка работы электромагнитных расцепителей автоматических выключателей, тепловых расцепителей (реле) магнитных пускателей и автоматов, устройств защитного отключения;

5.12.4 Измерение сопротивления изоляции электрооборудования производится в соответствии с нормами, указанными в ПЭЭП;

5.12.5 Осмотр, проверка и испытание заземляющего устройства должны проводиться в сроки, определенные ПЭЭП. Отдельные элементы заземляющего устройства взрывоопасных установок вскрываются выборочно: первое вскрытие подземной части рекомендуется после 8 лет эксплуатации, последующие - через 10 лет. Если при измерении сопротивления заземляющего устройства будет получено значение, превышающее проектное, должна быть произведена его ревизия и приняты меры к устранению дефекта. После этого должно быть вновь измерено сопротивление заземляющего устройства;

5.12.6 Проверка эффективности действия состояния изолирующих фланцевых соединений должна производиться индикатором качества изолирующих фланцевых соединений (ИКИФ), использующим высокочастотный резонансный способ измерения. Допускается оценивать эффективность ИФС производством синхронных измерений потенциалов газопровода относительно земли на контрольных выводах по обе стороны фланца или измерением падения напряжения на фланцах. Если падение напряжения больше 5 мВ, ИФС работает эффективно. Другим критерием исправности ИФС является наличие тока в шунтирующей перемычке. Сопротивление растеканию токоотводов определяется измерителем заземлений (М-416). Измерение сопротивления растеканию токоотводов следует производить в период наименьшей проводимости грунта.

Проверка на отсутствие электрического контакта между газопроводом (металлом трубы) и футлярами, металлическими конструкциями, инженерными сооружениями здания и состояние изолирующих прокладок газопроводов производится в соответствии с действующими нормативными документами.

6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ, СРОКОВ И УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОПРОВОДОВ, ГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ (ТЕХНИЧЕСКИХ УСТРОЙСТВ)

6 1 Возможность, сроки и условия дальнейшей эксплуатации газопроводов, газового оборудования (технических устройств) следует определять по результатам технического диагностирования и расчетов на прочность

6.2 Необходимым условием возможности дальнейшей безопасной эксплуатации газопровода, газового оборудования (технических устройств) при расчетных параметрах является соответствие элементов газопровода условиям прочности, установленным ПНАЭ Г-7-002, РД 10-249-98, а также выполнение обязательных требований раздела 5 настоящей методики.

6.3 Если по условиям прочности при статическом нагружении отдельные элементы газопровода из-за утонения стенок от коррозии, эрозии или каких-либо других повреждений, а также из-за снижения механических свойств основного металла или сварных соединений не обеспечивает нормативного запаса прочности при расчетных параметрах, продление срока эксплуатации возможно после восстановительного ремонта элементов газопровода, не удовлетворяющих условиям прочности.

6.4 Если по результатам экспертизы будет установлено, что отдельное газовое оборудование (ПСК, ПЗК, РДУК, фильтр, ПКН, конденсатоотводчик и др.), а также арматура при визуальном и неразрушающем методах контроля (пропуски, отклонения от первоначальных геометрических форм и размеров, несрабатывание и т.д.) не обеспечивают свои функциональные задачи, то продление срока эксплуатации возможно после замены или ремонта этого оборудования.

6.5 Диагностируемый газопровод, газовое оборудование (техническое устройство) могут быть допущены к дальнейшей эксплуатации при расчетных параметрах на основании положительных результатов экспертизы, расчетов на прочность, испытаний на прочность и герметичность на срок, установленный специализированной организацией, производившей экспертизу.

6.6 По истечении срока службы газопровода, установленного по результатам комплексного обследования, следует провести экспертизу газопровода, газового оборудования (технических устройств) для определения возможности, условий и сроков дальнейшей эксплуатации.

7 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1 По результатам проведенной диагностики экспертная организация составляет заключение, руководствуясь требованиями ПБ 03-246-98 «Правила проведения экспертизы промышленной безопасности».

7.2 Заключение по экспертизе промышленной безопасности должно включать в себя следующие материалы:

7.2.1 Приказ «О назначении экспертной комиссии для проведения экспертизы конкретного оборудования».

7.2.2 Номер и наименование лицензии, кем выдана.

7.2.3 Индивидуальная программа экспертизы.

7.2.4 Результаты анализа технической документации:

- данные о владельце газового хозяйства (адрес владельца);
- данные о монтажной организации;
- дата ввода в эксплуатацию;
- регистрационный номер;
- назначение;
- технические характеристики (давление, протяженность, наружный диаметр);
- данные об основном металле;
- данные о сварочных материалах;
- данные о неразрушающем контроле;
- сведения о произведенных ремонтах.

7.2.5 Результаты технического диагностирования:

- тип (марка) испытательного оборудования и дефектоскопической аппаратуры, используемой при данной экспертизе, их заводской номер, основные характеристики искателей, эквивалентная площадь допустимого дефекта, дата поверки оборудования;
- сведения, подтверждающие квалификацию эксперта;
- сведения (наименования, шифры) НТД, по которой производился дефектоскопический контроль;
- сведения о дефектах обнаруженных при визуальном и измерительном контроле;
- данные о дефектах в сварных соединениях и основном металле, обнаруженные при неразрушающем контроле;
- сводные данные по результатам ультразвуковой толщинометрии;
- результаты измерения твердости металла переносными приборами;
- результаты исследования механических свойств металла (если выполнялись), его химического состава и структуры (если таковые производились);
- расчеты на прочность (при необходимости);
- испытания на прочность и плотность.

7.2.6 Анализ результатов технического диагностирования.

7.2.7 Выводы и рекомендации.

По результатам выполненной экспертизы формулируются выводы и рекомендации с указанием возможности, разрешенных параметров, условий и сроков дальнейшей эксплуатации газопровода, газового оборудования (технических устройств), ГРП, ГРУ, ШРП, газовых печей или объема их ремонта.

7.2.8 Заключение сшивается, пронумеровываются страницы, скрепляется печатью и передается заказчику для утверждения в территориальном органе Госгортехнадзора России.

Приложение 1

Типовая программа экспертизы внутреннего газопровода

1. Анализ технической документации по изготовлению (монтажу), эксплуатации, обследованиям и ремонтам.

Анализу подвергаются следующие материалы:

- паспортные данные;
- сведения об основных элементах газопровода;
- методы сварки и присадочные материалы;
- сведения о неразрушающем контроле;
- сведения о проведенных ремонтах с применением сварочных технологий;
- сведения об авариях;
- эксплуатационные документы.

2. Визуальный осмотр газопровода в доступных местах и измерение обнаруженных дефектов:

- наружной поверхности газопроводов в объеме 100 %;
- измерение овальности гибов в объеме 100 %.

3. Магнитопорошковая (цветная) дефектоскопия поверхности металла:

- угловых сварных соединений приварки ответвлений, штуцеров, фланцев на ширину 100 мм от сварного шва;
- сварных соединений лепестковых переходов на ширину 100 мм от сварного шва;

4. Ультразвуковая толщинометрия стенок газопровода, гибов, переходов, днищ конденсатоотводчиков.

5. Контроль сплошности сварных швов ультразвуковым (рентгенографическим) методом:

- кольцевые сварные швы - 50 %;
- места пересечений кольцевых и продольных сварных швов - 100 %.

6. Измерение твердости.

7. Электрические измерения:

- проверка эффективности действия изолирующих фланцевых соединений;
- проверка на отсутствие электрического контакта газопровода с другими инженерными сетями и металлическими конструкциями зданий и сооружений.

- измерение сопротивления растеканию тока заземляющего устройства.

8. Поверочный расчет на прочность (при необходимости).

9. Испытания на прочность и плотность.

10. Анализ результатов экспертизы.

11. Выводы и рекомендации.

Приложение 2

Типовая программа экспертизы газового оборудования (технических устройств) и трубопроводов ГРП, ГРУ, ШРП

1. Анализ технической документации по изготовлению (монтажу), эксплуатации, обследованиям и ремонтам. Анализу подвергаются следующие материалы:

- паспортные данные;
- сведения об основных элементах ГРП, ГРУ, ШРП;
- сведения о неразрушающем контроле;
- методы сварки и присадочные материалы;
- сведения о проведенных ремонтах с применением сварочных технологий;
- эксплуатационные документы.

2. Визуальный осмотр элементов газопровода в пределах ГРП, ГРУ, ШРП, газового оборудования, электрооборудования и измерение обнаруженных дефектов:

- наружной поверхности металла газопровода;
- наружной и внутренней поверхности ПСК, ПЗК, РДУК, ПКН, фильтра;

3. Магнитопорошковая или капиллярная (цветная) дефектоскопия:

- угловых сварных соединений приварки ответвлений, штуцеров, фланцев на ширину 100 мм от сварного шва.

4. Ультразвуковая толщинометрия стенок газопровода (в пределах ГРП, ГРУ, ШРП), гибов, стенок стальных элементов оборудования.

5. Контроль сплошности сварных швов ультразвуковым (рентгенографическим) методом:

- кольцевые сварные швы - 100 %;
- места пересечений кольцевых и продольных сварных швов - 100 %.

6. Измерение твердости.

7. Электрические измерения:

- измерение сопротивления изоляции электрооборудования;
- измерение сопротивления петли «фаза-нуль»;
- измерение сопротивления переходных контактов в цепи заземления;

- измерение сопротивления растеканию тока очага заземлени
- проверка эффективности действия изолирующих фланцев соединений;

8. Поверочный расчет на прочность (при необходимости).

9. Испытания на прочность и плотность (выполняется раздельно для высокой и низкой стороны). Испытание на работоспособность электрооборудования.

10. Анализ результатов экспертизы.

11. Выводы и рекомендации.

Типовая программа экспертизы газового оборудования котлов, печей

1. Анализ технической документации по изготовлению (монтажу), эксплуатации, обследованиям и ремонтам.

Анализу подвергаются следующие материалы:

- паспортные данные;
- сведения о горелочных устройствах;
- сведения о неразрушающем контроле;
- методы сварки и присадочные материалы;
- сведения о проведенных ремонтах с применением сварочных технологий;
- эксплуатационные документы.

2. Визуальный осмотр и измерения:

- наружной поверхности металла газопровода в пределах печи или котла;
- наружной и внутренней поверхности ПЗК (при наличии);
- горелочных устройств, особое внимание уделяя элементам, расположенным внутри топочного пространства;
- горелочных камней или тоннелей, особое внимание уделяя сохранению геометрических размеров;

3. Магнитопорошковая (цветная) дефектоскопия:

- угловых сварных соединений приварки ответвлений, штуцеров, фланцев на ширину 100 мм от сварного шва.

4. Ультразвуковая толщинометрия стенок газопровода до запорных устройств по ходу газа.

5. Контроль сплошности сварных швов ультразвуковым (рентгенографическим) методом:

- кольцевые сварные швы - 50 %;
- места пересечений кольцевых и продольных сварных швов 100 %.

6. Измерение твердости.

7. Электрические измерения:

- измерение сопротивления изоляции электрооборудования;
- измерение сопротивления петли «фаза-нуль»;
- измерение сопротивления переходных контактов в цепи заземления;

- измерение сопротивления растеканию тока очага заземле ния;
- проверка эффективности действия изолирующих фланцевы соединений;

8. Поверочный расчет на прочность (при необходимости).

9. Испытания на прочность и плотность участка газопровода в пределах котла или печи.

10. Анализ результатов экспертизы.

11. Выводы и рекомендации.

Приложение 4

Методические указания по проведению поверочных расчетов на прочность газопроводов

1. Общие положения.

1.1 Настоящие методические указания применяются для расчетов на прочность элементов газопроводов, имеющих овальность, местные изменения формы (отдулины, вмятины, угловатость), смещение кромок сварных швов выше нормативных.

1.2 Расчет на прочность с учетом обнаруженных отклонений геометрических параметров от допустимых должна проводить организация, имеющая лицензию Госгортехнадзора России на экспертизу технических устройств объектов газоснабжения.

1.3 Настоящий документ не применим, если несколько геометрических отклонений (за исключением уменьшения толщины) сочетаются в одной зоне или одном сечении элемента газопровода (например, вмятина в зоне сварного шва, имеющего смещение кромок выше нормативного).

1.4 Приведенные расчеты применимы для пластичных в условиях эксплуатации материалов при тонкостенности элементов газопровода

$$\frac{S-C}{D} < 0{,}1$$ – для обечаек; $$\frac{S-C}{D} < 0{,}3$$ – для труб,

и условии, что отклонения геометрических параметров от нормативных находятся от штуцеров, ответвлений, фланцев и т.п. на расстоянии не менее

$$1{,}5\sqrt{D(S-C)}\text{, мм}$$

где

S – исполнительная толщина стенки, мм;

C – сумма прибавок к расчётной толщине стенки, мм;

D – номинальный внутренний диаметр, мм.

2. Расчет элементов газопровода с учетом коррозионного (эрозионного) износа.

2.1. При проведении визуального осмотра поверхности газопроводов и определения фактических толщин стенок методом ультразвуковой толщинометрии выявляют минимальную толщину стенок элементов газопровода и скорость коррозии (эрозии).

2.2. Для определения разрешенного давления в расчетах на прочность с учетом коррозионного (эрозионного) износа принимают минимальную толщину стенок элементов, определенную при обследовании газопровода.

2.3. При проведении расчетов для определения остаточного ресурса скорость коррозии «a_1» определяется по формуле:

$$a_1 = \frac{S + C_0 - S_1}{t}, \text{ мм/год}$$

где C_0 – допуск на изготовление, мм;
S_1 - фактическая толщина стенки, мм;
t - количество лет, год .

3. Расчет разрешенного избыточного давления при отклонении от круговой формы поперечного сечения:

3.1. Общая некруглость.

Под общей некруглостью понимается общее отклонение от круговой формы по всему периметру поперечного сечения цилиндрической оболочки.

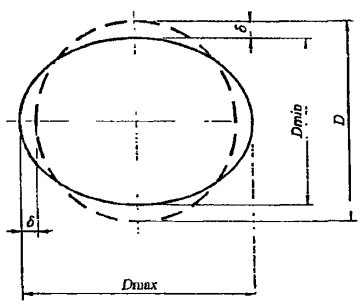


Рисунок 1

Допускаемое внутренне избыточное давление рассчитывается по формуле:

$$[P_0] = \frac{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma] \cdot (S - C)}{D + (S - C)} \cdot \lambda_0, \text{ МПа}$$

где φ - коэффициент прочности сварных швов;
[σ] – допускаемое напряжение для материала обечайки при расчетной температуре, МПа;

λ_0 рассчитывается по формуле:

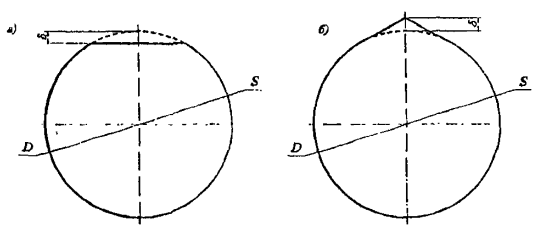
$$\lambda_0 = \frac{\frac{D}{200(S-C)} + \sqrt{(\frac{D}{200(S-C)})^2 + 1}}{\frac{a \cdot D}{200(S-C)} + \sqrt{(\frac{D}{200(S-C)})^2 + 1}}$$; при 1 %< a < 3%

параметр « a » вычисляется по формуле:

$$a = \frac{2(D\max - D\min)}{D\max + D\min} \; x \; 100\%.$$

3.2. Локальная некруглость.

Под локальной некруглостью понимаются отклонения от круговой формы поперечного сечения трубы, распределенные по части окружности αD, обусловленные продольной вмятиной или уводом кромок (рисунок 2).



а) продольная вмятина
б) наружный увод кромок

Рисунок 2

Допускаемое внутреннее избыточное давление рассчитывается по формуле:

$$[p] = \frac{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma] \cdot (S-C)}{D + (S-C)} \cdot \lambda_1, \text{ МПа}$$

где λ_1 вычисляется по формуле:
$\lambda_1 = 1$ при $\delta/S < 0,1$

$$\lambda_1 = \frac{1{,}105}{(\delta / S) + \sqrt{(\delta / S)^2 + 1}}$$ при $\delta/S > 0{,}1$

3.3. Расчет разрешенного избыточного давления с учетом смещения кромок сварных соединений.

Смещение кромок кольцевого сварного шва.

Допускаемое внутреннее избыточное давление рассчитывается по формуле:

$$[p] = \frac{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma] \cdot (S - C) \min\{4\lambda_1; 2\}}{D + (S - C)}, \text{ МПа}$$

где λ_1 вычисляется по формуле:

$\lambda_1 = 1$ при $\delta/S < 0{,}15$

$$\lambda_1 = \frac{1{,}16}{(\delta / S) + \sqrt{(\delta / S)^2 + 1}}$$ при $\delta/S > 0{,}15$.

Приложение 5

Методические указания по диагностированию регуляторов давления газа

1. Термины и определения.

Регулятор, работающий без использования постороннего источника энергии - устройство, у которого для перестановки регулирующего органа используется энергия регулируемой или регулирующей среды.

Регулирующая среда - среда, постоянство параметров которой поддерживает регулятор.

Диапазон настройки - разность между верхним и нижним пределами регулируемого параметра, на любое значение между которыми может быть осуществлена настройка регулятора.

Условная пропускная способность K_v .- значение расхода воды плотностью 1 г/см^3 через полностью открытый регулирующий орган при перепаде давления на нем 0,1 МПа (1 кгс/см^2).

Зона пропорциональности - Величина изменения регулируемого параметра, необходимая для перестановки регулирующего органа на величину номинального хода

Зона нечувствительности - Разность значений регулируемого параметра, необходимая для изменения направления движения регулирующего органа

Относительная протечка- Отношение максимальной величины протечки воды через затвор клапана при перепаде давлений на нем 0,1 МПа (1 кгс/см^2) и условной пропускной способности K_v

Беспилотные регуляторы - регуляторы, у которых регулирующий клапан расположен непосредственно на штоке, закрепленном в центре рабочей мембраны.

Беспилотные регуляторы с рычажной связью - регуляторы, у которых имеется рычажная связь между мембраной и клапаном.

Пилотные регуляторы - регуляторы с командным прибором-пилотом.

2. Общая часть.

Настоящая инструкция распространяется на регуляторы давления газа устанавливаемые в газорегуляторных пунктах (ГРП) и газорегуляторных установках (ГРУ) систем газораспределения посе-

лений и систем потребления газа промышленных и коммунально-бытовых предприятий.

Регуляторы должны обеспечивать автоматическое понижение давления газа от начального (входного) до регулируемого (выходного) и поддержание выходного давления на заданном уровне независимо от расхода газа через регулятор и от изменения входного давления.

Для обеспечения работы регуляторов при отрицательных температурах влажность газа должна быть меньше влажности, соответствующей точке росы, во избежание выпадения конденсата и обмерзания дросселирующих узлов регулятора.

Регуляторы давления газа классифицируются по следующим параметрам:

-входное давление газа (интервал входного давления);

-диапазон регулируемого выходного давления;

-расход газа при фиксированных входном и выходном давлениях $P_{вх}$=1 кгс/см², $P_{вых}$=0,01 кгс/см² ; расход газа отнесен к давлению 760 мм рт. ст. и температуре 0°С (нормальные физические условия), т.е. это опорное значение расхода для сравнения регуляторов по расходу с последующим пересчетом на конкретные рабочие параметры;

-условный проход (условный диаметр входного патрубка).

В связи с тем, что вышеуказанные рабочие параметры регуляторов в значительной степени определяются конструктивной схемой их устройства, регуляторы разделяются на три основные группы: беспилотные регуляторы, беспилотные регуляторы с рычажной связью, пилотные регуляторы.

3. Технические требования к регуляторам.

Регуляторы давления газа, работающие без постороннего источника энергии, должны изготавливаться в соответствии с требованиями Государственных стандартов и технических условий, утвержденных в установленном порядке.

Регулирующие органы регуляторов должны выдерживать испытания на прочность давлением, равным Рисп =1,5Ру условного давления, и на герметичность давлением, равным условному давлению для регулирующих органов.

Зона пропорциональности регуляторов не должна превышать 20 % верхнего предела настройки выходного давления для комбиниро-

ванных регуляторов и регуляторов баллонных установок и 10 % для всех других регуляторов.

Зона нечувствительности не должна быть более 2,5 % верхнего предела настройки выходного давления.

Постоянная времени (время переходного процесса при резких изменениях расхода газа или входного давления) не должна превышать 60 с.

Относительная нерегулируемая протечка газа через закрытые клапаны двухседельных регуляторов допускается не более 0,1 % номинального расхода; для односедельного клапана герметичность затворов должна соответствовать классу А по ГОСТ 9544-93. Соответственно этому требование – нет видимых протечек.

Допустимая нерегулируемая протечка газа при применении в качестве регулирующих устройств поворотных заслонок не должна превышать 1 % пропускной способности.

Регуляторы должны выдерживать воздействие изменения регулируемого параметра в количестве не менее 20000 циклов, вызывающих перемещение регулирующего органа от 30 до 80 % полного хода.

Вероятность безотказной работы регуляторов за 2000 часов работы должна быть 0,98.

Средний срок службы регуляторов должен быть не менее шести лет.

Комплектность регуляторов должна устанавливаться в стандартах на отдельные типы регуляторов.

Термины, принятые в ГОСТ 11881-76*, и их определение.

4. Цели приемочных испытаний.

Регуляторы должны быть подвергнуты приемо-сдаточным, периодическим, типовым и контрольным испытаниям на надежность.

Объем проверок при приемо-сдаточных испытаниях устанавливается стандартами или техническими условиями на регуляторы конкретных типов.

Если при испытаниях будет обнаружено несоответствие регуляторов хотя бы по одному показателю, регуляторы считают не выдержавшими испытаний.

Технические условия предприятия разрабатывают на создаваемые только на данном предприятии регуляторы, они не должны противоречить обязательным требованиям государственных стандартов Российской Федерации и отраслевых стандартов.

Технические условия устанавливают требования к группе однородных регуляторов, т.е. одного наименования, соответствующих одному принципу действия и, соответственно, конструкции различных типоразмеров.

Построение, изложение, оформление и содержание технических условий должны соответствовать требованиям ГОСТ 2.114-95 «ЕСКД.Технические условия».

Для организации информационного обеспечения потребителей (Заказчиков) о номенклатуре и качестве выпускаемых регуляторов технические условия направляются для учетной регистрации в НИИСтандарт Российской Федерации.

Издание, переиздание технических условий организуют и осуществляют утвердившие их предприятия.

Технические условия должны содержать вводную часть и разделы, расположенные в следующей последовательности:

-технические требования;
-требования безопасности;
-требования охраны окружающей среды;
-правила приемки;
-методы контроля;
-транспортирование и хранение;
-указания по эксплуатации;
-гарантии изготовителя.

При необходимости Технические условия могут быть дополнены другими разделами (подразделами).

Периодические испытания должны проводится один раз в год не менее чем на трех регуляторах на соответствие всем требованиям ГОСТ 11881-76*.

Если при испытаниях будет обнаружено несоответствие регуляторов хотя бы одному требованию, испытания должны проводится повторно на удвоенном числе регуляторов.

Результаты повторных испытаний являются окончательными.

При изготовлении опытной партии регуляторов выполняются следующие виды испытаний.

Корпуса регуляторов следует проверять на прочность гидравлическим испытанием.

Проверка герметичности производится подачей сжатого воздуха во внутренние полости регулятора под условным давлением. Испытание проводится за время, необходимое для осмотра регулятора, но не менее пяти минут.

При проверке пропускной способности и протечки (для двухседельных регулирующих клапанов) условный проход $Д_у$ трубопровода до и после регулятора должен быть равен условному проходу регулятора. Длина прямого участка трубопровода до регулятора должна быть не менее 20 $Д_у$ после регулятора не менее 15 $Д_у$. Места отбора давления должны быть удалены на (2,0-0,5) $Д_у$ до регулятора и на (10-1) $Д_у$ после регулятора.

Допускается проверка условной пропускной способности и протечки воздухом с пересчетом на воду.

Проверка условной пропускной способности регулятора Kv может производится также водой при температуре от 5 до 40 °С и перепаде давления 0,1 МПа (1 кгс/см²) при открытом регулирующем органе на величину номинального хода.

Протечка должна измеряться при перепаде давления 0,1 МПа (1 кгс/см²) при закрытом регулирующем органе.

Проверка диапазона настройки регулятора выполняется в следующем порядке.

Вначале производится настройка регулируемого выходного давления на величину P_{2MIN} при входном давлении P_{1MAX}.

Затем - настройка выходного регулируемого давления на величину P_{2MAX} при входном давлении P_{1MAX}.

Проверка зоны пропорциональности должна производиться при настройке регулятора на любое значение выходного давления в пределах диапазона настройки.

Производится установка значения входного давления P_1 в пределах диапазона настройки.

Далее выполняется изменение выходного регулируемого давления от величины P_{2MIN} до P_{2MAX} при достижении открытия регулирующего клапана на величину номинального (полного) хода.

Проверка зоны нечувствительности должна производиться при настройке регулятора на любое значение регулируемого выходного давления в пределах диапазона настройки в следующем порядке

Изменяют значение входного давления P_1 или выходного P_2, регистрируют полученные величины, затем P_1 или P_2 в обратном направлении и регистрируют значение, при котором клапан регулятора начинает обратное движение.

Зону нечувствительности определяют как разность полученных значений входного или выходного давления, необходимую для изменения направления движения клапана регулятора.

Проверка постоянной времени выполняется следующим образом.

Устанавливается фиксированное значение входного давления P_1. Значение P_1 изменяется до начала перемещения клапана регулятора. Далее величина P_1 изменяется ступенчато. Измеряется изменившееся при этом значение выходного давления P_2.

Далее определяется время переходного процесса регулятора до восстановления выходного давления P_2 до 95 % от первоначального значения.

При серийном изготовлении регуляторов перечень видов приемосдаточных испытаний может быть уменьшен, что должно быть в технических условиях.

Должны выполняться следующие виды испытаний и проверок:

- проверка узлов регуляторов на прочность;
- диапазон входного давления;
- диаметр условного прохода;
- диаметр седел регулирующего клапана;
- диапазон регулируемого выходного давления;
- точность поддержания регулируемого выходного давления;
- зона нечувствительности регулятора;
- герметичность узлов регулятора в сборе;
- плотнозапорность клапана;
- строительные размеры и масса;
- требования к сырью, материалам, покупным изделиям.

В зависимости от конструкции регуляторов перечень проверок и испытаний регуляторов может быть изменен.

Для регуляторов небольших типоразмеров выполняется проверка пропускной способности на воздухе с последующим пересчетом на природный газ.

5. Обследование (диагностирование) регуляторов после установленного срока службы.

В паспорте на регулятор должен быть указан средний срок службы до списания. В случае отсутствия в паспорте указания срока эксплуатации согласно ГОСТ 11881-76* средний срок службы регулятора должен быть не менее шести лет.

Согласно ПБ 12-529-03 газовое оборудование (технические изделия) по истечении расчетного режима работы подлежит диагностике с целью определения остаточного ресурса с разработкой мероприятий, обеспечивающих безопасную эксплуатацию на весь срок

продления жизненного цикла, или обоснования необходимости замены.

Диагностирование состояния регуляторов может выполняться в следующем порядке.

4.1. Проверка технической документации на газовое оборудование ГРП (ГРУ).

4.2. Рассмотрение (анализ) имеющихся данных по эксплуатации газового оборудования ГРП (ГРУ).

4.3. Проверка работоспособности оборудования ГРП (ГРУ) в рабочих условиях.

4.4. Полная разборка регуляторов.

4.5. Проверка состояния корпуса регулятора, мембранных крышек.

4.6. Проверка состояния узлов регуляторов.

4.7. Сборка регуляторов.

4.8. Проверка плотнозапорности регуляторов и герметичности оборудования.

4.9. Проверка прочности узлов при максимальном рабочем давлении.

4.10. Проверка работоспособности технологической схемы ГРП (ГРУ).

По п.4.1. выполняется проверка:

-Наличие паспортов на регуляторы, соответствие паспортов установленному в ГРП (ГРУ) оборудованию.

В п.4.2. рассматриваются основные параметры при эксплуатации регуляторов входное давление газа, выходное давление, расход газа.

Фиксируется также следующее:

-перечень выполненных ремонтов за весь период эксплуатации, замены отдельных узлов, деталей;

-технологическая схема ГРП (ГРУ),

-паспорт на ГРП (ГРУ);

-перечень возможных аварийных ситуаций оборудования за рассматриваемый период эксплуатации оборудования.

По п.4.3. выполняется:

-снятие рабочих параметров при работе оборудования ГРП (ГРУ);

-проверка соответствия рабочих параметров установленного оборудования, КИПиА требованиям требованиям ПБ 12-529-03.

- перевод работы оборудования ГРП (ГРУ) с рабочей линии редуцирования и обратно, фиксация при этом возможных отклонений от нормальных условий работы;

- анализ работы регуляторов в существующих условиях эксплуатации (обеспечение плотнозапорности клапана регулятора, плавности изменения регулируемого выходного давления, наличие или отсутствие «качки» выходного давления и пр.);

- пуск в работу и останов оборудования ГРП (ГРУ), фиксация возможных затруднений и отклонений от рабочих условий пуска и останова.

По п.4.5. выполняется проверка состояния корпуса регулятора и мембранных крышек: наличие механических повреждений, выработка поверхности, наличия микроотверстий и т.д.

В случае необходимости выполняются гидравлические испытания на прочность.

Далее согласно п.4.6. выполняется проверка состояния узлов и деталей регулятора: работоспособность регуляторов управления (пилотов), регулировочных пружин, встроенных ПЗК и ПСК (при их наличии), регулируемых дросселей, величина хода регулирующего клапана, состояние седел регулирующих клапанов, плотность прилегания клапанов к седлу и пр.

После этого выполняются операции по п.п.4.7-4 10.

Возможные характерные неисправности для регуляторов давления газа

Для комбинированных беспилотных регуляторов первой группы:

- срабатывание ПЗК при значительном понижении давления (ниже установленного) вследствие заедания подвижной системы штоков, загрязнения сеточного фильтра во входном штуцере, поломки настроечной пружины; повреждения рабочей мембраны;

- срабатывание ПЗК при превышении установленного верхнего предела срабатывания, также вызванное заеданием подвижной системы, разрывом разгрузочной мембраны, поломкой настроечной пружины, износа уплотнений штоков;

- отсутствия срабатывания ПЗК как по верхнему, так и по нижнему пределам настройки из-за заедания подвижных систем, поломки пружин износа уплотнения отсечного клапана;

- утечка газа в окружающее пространство из-за нарушения настройки ПСК, повреждения узлов ПСК;

- самопроизвольное (скачком) изменение выходного регулируемого давления из-за повреждения компенсационной мембраны регулирующего клапана;

- «качка» (резкие колебания) выходного давления при открытии ПСК из-за большой протяженности сбросного газопровода.

Для беспилотных регуляторов второй группы с рычажной связью между мембраной и клапаном:

- резкое снижение выходного регулируемого давления вследствие заедания штока клапана, засорения импульсного трубопровода;

превышение давления газа на выходе, вследствие заедания штока клапана, прорыва рабочей мембраны;

- утечка газа через крышку регулировочной колонки вследствие неисправности встроенного в рабочую мембрану ПСК (ПСК постоянно открыт).

Для регуляторов третьей группы с командным прибором-пилотом:

- при полностью ослабленной пружине пилота (регулировочный стакан вывернут) расход газа через регулятор не прекращается вследствие негерметичности регулирующего клапана;

- полное падение выходного давления из-за разрыва рабочей мембраны;

- непрерывное возрастание выходного давления вследствие разрыва мембраны пилота, засорения седла или заедания толкателя пилота в направляющей втулке;

Особое внимание следует обращать на обследование состояния регулятора управления (пилота).

Возможны дефекты пилота:

- непрямолинейность штока клапана;

- отклонение оси отверстия под шток от центра узла мембраны;

- притупление кромки седла;

- неровная поверхность мягкого уплотнения клапана (при малом диаметре клапана это существенно влияет на условия регулирования);

- отклонение размера стяжного болта мембраны от установленного;

- регулировочная пружина пилота не отторцована с достаточной надежностью;

- не выдержана необходимая конусность опорной тарелки регулировочной пружины.

1. Небольшая пропускная способность (V_0 при $P_{вх}$=1 кгс/см² и $P_{вых}$=0,01 кгс/см²), до 40 м³/ч, для регуляторов с низким выходным давлением.

Значительно большая пропускная способность у регулятора РДГПК-50 за счет увеличения диаметра рабочей мембраны ширина регулятора 495 мм у РДГД-20-ширина 188 мм.

2. Узкий интервал регулирования выходного низкого давления, порядка 50-100 мм вод.ст.

3. Все регуляторы, за исключением РДСК-50, предназначены для регулирования низкого выходного давления.

4. Регуляторы имеют так называемую падающую расходную характеристику. При увеличении расхода выходное (настроенное) давление уменьшается. Например, для РДГД-20 с увеличением расхода от 10 до 90 % выходное давление может уменьшится от 180 до 130 мм вод. ст.

5. Конструкция регуляторов имеет наибольшую компактность и меньшие габариты по сравнению с другими типами регуляторов.

6. Регуляторы комбинированные включают в себя: регулирующий клапан, фильтр (сеточный), ПЗК и ПСК.

7. Наличие отбора импульса выходного давления непосредственно внутри корпуса регулятора не всегда оправдано для некоторых газопотребляющих объектов.

8. Регуляторы несколько сложны при выполнении ремонтов с разборкой.

9. Условный проход (диаметр)-20-32 мм.

10. Небольшие условные диаметры регуляторов и соответственно ограничение по пропускной способности определяются реально допустимыми размерами мембраны и регулировочной пружины регуляторов.

11. Регуляторы менее подвержены к возникновению резких колебаний («качке») выходного давления.

12. Условия применения регуляторов:

- малый диапазон регулирования низкого выходного давления-50-70 мм вод.ст. (кроме РДСК-50);
- расход V_0 до 40 м³/ч (кроме РДГП-50 и РДСК-50);
- наличие ограниченного пространства для компановки ШРП или ГРУ.

№№ п/п	ТИП регулятора	$P_{вх}$,кгс/см^2	$P_{вых}$,кгс/см^2	$Д_у$,мм	V_0,м^3/ч
1.	РДК-25	0,5-12	150-250		3,85
2.	РДГД	6	200-250	20	8,5
3.	РДГД-20	0,5-6,0	220	20	40
4.	РДГПК-50	3-12	100-150	50	400
5.	РДСК-50	12	0,1-1,0	32	100

Беспилотные регуляторы с рычажной связью

Особенности регуляторов этой группы.

1. Пропускная способность V_0 до 300 м^3/ч (больше чем у предыдущей группы регуляторов).

2. Интервал регулирования выходного давления практически в тех же пределах.

3. Все регуляторы предназначены на низкое выходное давление.

4. Регуляторы также имеют падающую расходную характеристику.

С увеличением расхода от 10 до 90 % падение выходного давления может составить до 40 мм вод.ст.

5. Конструктивно регуляторы построены по модульному принципу, поэтому имеют большую длину, чем регуляторы предыдущей группы.

6. Регуляторы комбинированные.

7. Отбор импульса выходного давления у некоторых регуляторов предусмотрен в точке выходного газопровода, оптимальной по условиям эксплуатации, а не внутри корпуса регулятора.

8. Регуляторы конструктивно более удобны при выполнении ремонтов с разборкой устройства.

9. Условный проход $Д_у$ 32, $Д_у$ 50 мм.

10. Условные диаметры и пропускная способность регуляторов тоже определяются размерами мембраны и регулировочной пружины. За счет передачи усилия от мембраны на клапан с помощью рычажной передачи пропускная способность больше, чем у предыдущей группы регуляторов.

Условия применения регуляторов:

-малый интервал регулирования низкого выходного давления-до 100 мм вод.ст.,

-расход V_0 до 300 м^3/ч;

-возможность отбора импульса (для некоторых регуляторов) из оптимальной по условиям эксплуатации контролируемой точки выходного газопровода.

Распределение наиболее характерных представителей регуляторов третьей группы (пилотных) по рабочим параметрам приведено в приложении 3:

К этой же группе относятся и регуляторы РДУК2-50, РДУК2-100 и РДУК2-200. Они имеют те же рабочие параметры, что и регуляторы РДБК1(П)-50, РДБК1(П)-100, РДБК1Н(В)-200.

№№ п/п	ТИП регулятора	$P_{вх}$, кгс/см²	$P_{вых}$, кгс/см²	$Д_у$, мм	V_0, м³/ч
1	2	3	4	5	6
1.	РДГК-10	6	220	10	5
2.	РДНК-32/3	0,03-12	200-250	32	7
3.	РДНК-32/6	0,03-6	200-250	32	25
4.	РДНК-32/10	0,03-3	200-250	32	45
5.	РДНК-32/С-10-1,2	12	90-200	32	74
6.	РДНК-32/С-6-1,2	12	90-200	32	26,6
7.	РДУ-32/С-4-1,2	12	90-200	32	16,8
8.	РДУ-32/С-6-1,2	12	90-200	32	35
9.	РДУ-32-10-1,2	12	90-200	32	64,5
10.	РДУ-32/С-10-0,3	0,05-3	90-200	32	64,5
11.	РД-32М (D_c=4мм)	0,05-10	90-200	32	13
12.	РД-32М (D_c=6мм)	0,05-10	90-200	32	25
13.	РД-32М (D_c=10мм)	0,05-10	90-200	32	45
14.	РДНК-400	1-6	220	50	100
15.	РД-50М/С-15	1-6	90-200	50	183
16.	РД-50М/С-20	1-3	90-200	50	308
17.	РДНК-50/400	6	200-500	50	330
18.	РД-50М/С-25	0,1-1,0	90-200	50	466

Пилотные регуляторы газа

1. Достаточно высокая пропускная способность V_0 до 9000 м³/ч.

2. Широкий (достаточный для самых различных потребителей газа) интервал регулирования выходного давления от 0,01 до 6 кгс/см².

3. Расходная характеристика регуляторов укладывается в допустимые пределы значения выходного регулируемого давления.

4. Отбор импульса выходного давления возможен в оптимальной контролируемой точке выходного газопровода.

5. Перенастройка регуляторов на другие рабочие параметры возможна без отключения потребителей газа.

№№ п/п	ТИП регулятора	$P_{вх}$, кгс/см^2	$P_{вых}$, кгс/см^2	$Д_у$, мм	$V_с$, м^3/ч
1	2	12	4	5	6
1.	РДБК1-25	12	0,01-0,6	25	300
2.	РДБК1-50	12	0,01-0,6	50	900
3.	РДБК1-100/50	12	0,01-0,6	100	1400
4.	РДБК1-100/70	12	0,01-0,6	100	2800
5.	РДБК1Н-200/105	12	0,005-0,6	200	9560
6.	РДБК1Н-200/140	6	0,005-0,6	200	5920
7.	РДБК1П-25	12	0,6-6,0	25	300
8.	РДБК1П-50	12	0,3-6,0	50	900
9.	РДБК1П-100/50	12	0,3-6,0	100	1400
10.	РДБК1П-100/70	12	0,3-6,0	100	2800
11.	РДБК1В-200/105	12	0,6-6,0	200	5920
12.	РДБК1В-200/140	6	0,6-6,0	200	9560
13.	РДГ-50Н(М)	12	0,03-0,6	50	1400
14.	РДГ-80Н(М)	12	0,03-0,6	80	2200
15.	РДГ-150Н(М)	12	0,03-0,6	150	5500
16.	РДГ-50В(М)	12	0,6-6	50	1400
17.	РДГ-80В(М)	12	0,6-6	80	2200
18.	РДГ-150В(М)	12	0,6-6	150	5500

СОГЛАСОВАНО
Руководитель-владелец

УТВЕРЖДАЮ
Руководитель
экспертной организации

МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ

Работы по экспертизе газопроводов, газового оборудования (технических устройств) ГРП, ГРУ, ШРП, газовых печей являются газоопасными и должны проводиться по наряду-допуску. Наряд-допуск с предусмотренными в нем мерами оформляются в установленном порядке.

Руководителем работ, назначенным приказом экспертной организации, проводится инструктаж по технике безопасности на рабочем месте.

При выполнении работ должны соблюдаться меры безопасности согласно требованиям НТД в газовом хозяйстве и действующих инструкций по безопасным методам работ.

Все подготовительные работы (закрытие отключающих устройств, установка заглушек, разборка узлов, регулирующих устройств, предохранительных клапанов и т.д.) должны производиться персоналом, обслуживающим данное оборудование.

Все диагностическое оборудование (ультразвуковые дефектоскопы, толщиномеры, переносные твердомеры, осветительная аппаратура и т.д.) должны иметь автономные источники питания. Включение и выключение источников питания должно производиться вне помещения, в котором проводятся работы по экспертизе, а также категорически запрещается курение и использование открытого огня.

Перед началом и по окончании работ помещения следует проверить на загазованность.

Приложение 7

ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНЫХ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ПРИ ЭКСПЕРТИЗЕ

1. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.97г. №116-ФЗ.
2. Федеральный закон «О газоснабжении в Российской Федерации» от 31.03.99г. №69-ФЗ.
3. Положение о Федеральном горном и промышленном надзоре России, утвержденное Указом Президента Российской Федерации от 18.02.93г. №234.
4. Постановление Правительства Российской Федерации от 17.07.98г. №779 «О федеральном органе исполнительной власти, специально уполномоченном в области промышленной безопасности».
5. ПУЭ «Правила устройства электроустановок».
6. Распоряжение Президента Российской Федерации от 31.12.91г. №136-РП «Вопросы Государственного комитета по надзору за безопасным ведением работ в промышленности и горному надзору при Президенте Российской Федерации».
7. ПЭЭП «Правила эксплуатации электроустановок потребителей».
8. Инструкция о порядке выдачи Госгортехнадзором России разрешений на выпуск и применение оборудования для газового хозяйства Российской Федерации (РД-12-88-95 с изм. 1).
9. РД-03-298-99 Положения о порядке утверждения заключений экспертизы промышленной безопасности, утвержденного Постановлением Госгортехнадзора России от 14.07.99г. №51 с изм. 1.
10. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов.
11. СНиП 2.04.12-86 Расчет на прочность стальных трубопроводов.
12. СНиП II-35-76 Котельные установки с изм. №1.
13. ПБ 12-529-03 Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления.
14. ПБ 03-246-98 Правила проведения экспертизы промышленной безопасности с изм. №1.
15. СНиП 3.05.05-84 Технологическое оборудование и технологические трубопроводы.

16. РД 34.17.302-97. Котлы паровые и водогрейные. Трубопроводы пара и горячей воды, сосуды. Сварные соединения. Контроль качества. Ультразвуковой контроль. Основные положения (ОП501ЦД-97) с изм. №1.

17. ГОСТ 14202-69 Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки.

18. ГОСТ 21.610-85* СПДС. Газоснабжение. Наружные газопроводы. Рабочие чертежи.

19. ГОСТ 4666-75* Арматура трубопроводная. Маркировка и отличительная окраска.

20. ГОСТ 12.1.010-76* ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

21. ГОСТ 5542-87. Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия.

22. ГОСТ 12.1.018-99 ССБТ. Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования.

23. ГОСТ 20448-90 Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления. Технические условия.

24. «Сборник руководящих документов по защите городских подземных трубопроводов от коррозии», 1987 г.

25. ГОСТ 9.602-89* ЕСЗКС. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.

26. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.

27. ГОСТ 3262-75*. Трубы стальные водогазопроводные. Технические условия.

28. ГОСТ 12815-80* – ГОСТ 12822-80* Фланцы, арматуры соединительных частей и трубопроводов.

29. ГОСТ 10617-83* Котлы отопительные теплопроизводительностью от 0,10 до 3,15 МВт. Общие технические условия.

30. ГОСТ 20548-87* Котлы отопительные водогрейные чугунные теплопроизводительностью до 100 кВт. Общие технические условия.

31. ГОСТ 12893-83* Клапаны регулирующие односедельные, двухседельные и клеточные. Общие технические условия.

32. ГОСТ 12532-88 Клапаны предохранительные прямого действия. Основные параметры.

33. ГОСТ 12.2.063-81* ССБТ. Арматура промышленная трубопроводная. Общие требования безопасности.

34. ГОСТ 12678-80 Регуляторы давления прямого действия. Основыне параметры.

35. ГОСТ 16569-86 Устройства газогорелочные для отопительных бытовых печей. Технические условия.

36. ГОСТ 21204-97 Горелки газовые промышленные. Общие технические требования.

37. ГОСТ 3619-89 Котлы паровые стационарные. Типы и основные параметры.

38. ГОСТ 11032-97 Аппараты водонагревательные емкостные газовые бытовые. Общие технические условия.

39. ГОСТ 27441-87 Аппараты газовые для тепловой обработки пищи для предприятий общественного питания. Классификация. Общие технические требования и методы испытаний.

40. ГОСТ 14782-86 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые.

41. ГОСТ 21105-87* Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод.

42. ГОСТ 7512-82* Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод.

43. ГОСТ 18442-80* Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования.

44. ГОСТ 23055-78* Контроль неразрушающий. Классификация сварных соединений по результату радиографического контроля

45. ГОСТ 28702-90 Контроль неразрушающий Толщиномеры ультразвуковые. Общие технические требования.

46. ГОСТ 26266-90 Контроль неразрушающий. Преобразователи ультразвуковые. Общие технические требования.

47. ГОСТ 380-94 Сталь углеродистая обыкновенного качества. Марки.

48. ГОСТ 19281-89* Прокат из стали повышенной прочности. Общие технические условия.

49. ГОСТ 22761-77 Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Бринеллю переносными твердомерами статического действия.

gost.e-ecolog.ru