**ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО**
**«ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ»**

**рекомендации организации**

**Проектирование, строительство и эксплуатация объектов газораспределения и газопотребления**

# МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПУНКТА РЕДУЦИРОВАНИЯ ГАЗА

# Р ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.9-2013

Издание официальное

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГ**

**2013**

## Сведения о рекомендациях

1 РАЗРАБОТАНЫ Открытым акционерным обществом «Головной научно–исследовательский и проектный институт по распределению и использованию газа «Гипрониигаз» (ОАО «Гипрониигаз»)

2 ВНЕСЕНЫ Открытым акционерным обществом «Газпром газораспределение» (ОАО «Газпром газораспределение»)

3 УТВЕРЖДЕНЫ И ВВЕДЕНЫ В ДЕЙСТВИЕ Приказом ОАО «Газпром газораспределение» от 25 декабря 2013 № 437

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

5 СРОК ДЕЙСТВИЯ 2 года

©ОАО «Газпром газораспределение», 2013
Оформление ОАО «Газпром газораспределение», 2013
Распространение настоящего стандарта осуществляется в соответствии с действующим законодательством и соблюдением правил, установленных ОАО «Газпром газораспределение»

# Содержание

1 Область применения ..... 1

2 Нормативные ссылки ..... 1

3 Термины и определения ..... 2

4 Общие положения ..... 3

5 Оценка технического состояния ..... 4

6 Анализ технической документации ..... 5

7 Контроль технического состояния ..... 7

8 Классификация отказов пунктов редуцирования газа ..... 15

9 Классификация потребителей газа ..... 16

10 Вероятность отказа и вероятностный ущерб при отказе ..... 16

11 Расчет и оценка риска отказа пунктов редуцирования газа. Установление критерия приемлемости риска ..... 21

12 Определение технического состояния пункта редуцирования газа ..... 23

13 Принятие решения о возможности дальнейшей эксплуатации пункта редуцирования газа ..... 24

14 Сроки проведения очередной оценки технического состояния пункта редуцирования газа ..... 26

Приложение А (рекомендуемое) Состав экспертной комиссии при проведении оценки технического состояния пункта редуцирования газа ..... 27

Приложение Б (рекомендуемое) Форма протокола оценки технического состояния пункта редуцирования газа ..... 28

Приложение В (справочное) Последовательность проведения оценки технического состояния пункта редуцирования газа ..... 29

Приложение Г (рекомендуемое) Форма акта результатов анализа технической документации пункта редуцирования газа ..... 30

Приложение Д (рекомендуемое) Сводные таблицы оценки технического состояния пункта редуцирования газа и показателей риска отказа пункта редуцирования газа ..... 31

Приложение Е (рекомендуемое) Форма протокола визуального и измерительного контроля пункта редуцирования газа ..... 33

Приложение Ж (рекомендуемое) Перечень рекомендуемых инструментов, необходимых для проведения визуального и измерительного контроля. Перечень возможных отклонений основного материала газопроводов и технических устройств, сварных соединений, контролируемых при визуальном и измерительном контроле элементов пункта редуцирования газа ..... 34

Приложение И (рекомендуемое) Форма протокола функционального контроля пункта редуцирования газа ..... 37

Приложение К (рекомендуемое) Форма протокола ультразвуковой толщинометрии элементов пункта редуцирования газа ..... 38

Приложение Л (рекомендуемое) Форма протокола неразрушающего контроля сварных соединений..... 39

Приложение М (рекомендуемое) Сводная таблица категорий потребителей, снабжаемых газом от оцениваемого пункта редуцирования газа ..... 40

Приложение Н (рекомендуемое) Сводные таблицы для определения вероятностей отказов пункта редуцирования газа ..... 41

Приложение П (рекомендуемое) Методика расчета времени восстановления требуемых рабочих параметров в сети газораспределения после отказа пункта редуцирования газа ..... 43

Приложение Р (справочное) Пример расчета величины риска и установления его приемлемости ..... 45

Библиография ..... 53

## Введение

Настоящие рекомендации входят в комплекс стандартов Системы стандартизации ОАО «Газпром газораспределение» «Проектирование, строительство и эксплуатация объектов газораспределения и газопотребления». Данные рекомендации разработаны с целью выполнения требований 8.2.6 ГОСТ Р 54983-2012 «Системы газораспределительные. Сети газораспределения природного газа. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация».

# РЕКОМЕНДАЦИИ ОАО «ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ»

**Проектирование, строительство и эксплуатация объектов газораспределения и газопотребления**

**МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПУНКТА РЕДУЦИРОВАНИЯ ГАЗА**

Дата введения: 2014-01-15

## 1 Область применения

1.1 Настоящие рекомендации устанавливают единый подход к проведению оценки технического состояния пункта редуцирования газа (ПРГ).

1.2 Настоящие рекомендации распространяются на методы проведения оценки технического состояния, определяют перечень и специфику мероприятий, проводимых при оценке технического состояния пунктов редуцирования газа.

1.3 Положения настоящих рекомендаций подлежат применению в структурных подразделениях, филиалах ОАО «Газпром газораспределение» и его дочерних и зависимых обществах, осуществляющих эксплуатацию сетей газораспределения на праве собственности или ином законном основании.

## 2 Нормативные ссылки

В настоящих рекомендациях использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р 53778-2010 Здания и сооружения. Правила обследования и мониторинга технического состояния

ГОСТ Р 53865-2010 Системы газораспределительные. Термины и определения

ГОСТ 2.601-2006 Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы

ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения

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

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

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

ГОСТ 21752-76 Система «Человек-машина». Маховики управления и штурвалы. Общие эргономические требования

Примечание – При пользовании настоящими рекомендациями целесообразно проверить действие ссылочных стандартов по соответствующим указателям, составленным на 1 января текущего года, и информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящими рекомендациями следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

## 3 Термины и определения

В настоящих рекомендациях применены термины в соответствии с Федеральным законом [1], Техническим регламентом [2], ГОСТ 27.002, ГОСТ Р 53865, ГОСТ 2.601, [3], а также следующие термины с соответствующими определениями:

**3.1 оценка технического состояния:** Установление категории технического состояния объекта по результатам визуального и измерительного контроля, контроля функционирования и анализа технической документации.

**3.2 приемлемый риск аварии:** Риск, уровень которого допустим и обоснован исходя из социально–экономических соображений. Риск эксплуатации объекта является приемлемым, если ради выгоды, получаемой от эксплуатации объекта, общество готово пойти на этот риск.

[РД 03–418–01 [4], пункт 2.7]

**3.3 техническая документация:** Совокупность документов, которые в зависимости от их назначения содержат данные, необходимые и достаточные для обеспечения каждой стадии жизненного цикла продукции (проектная, исполнительная и эксплуатационная документация изготовителя и эксплуатационной организации, сертификаты соответствия и т.п.).

**3.4 ущерб от аварии:** Потери (убытки) в производственной и непроизводственной сфере жизнедеятельности человека, вред окружающей природной среде, нанесенные в результате аварии на опасном производственном объекте и исчисляемые в денежном эквиваленте.

[РД 03–418–01 [4], пункт 2.10]

**3.5 элемент пункта редуцирования газа:** Техническое устройство, входящее в состав технологической части пункта редуцирования газа.

## 4 Общие положения

4.1 Организация проведения работ по оценке технического состояния ПРГ возлагается на эксплуатационную организацию.

4.2 Оценка технического состояния проводится экспертной комиссией, состав которой определяется эксплуатационной организацией и утверждается владельцем ПРГ. Входящие в состав экспертной комиссии специалисты должны быть аттестованы в установленном порядке и иметь соответствующую квалификацию для проведения всех видов работ, предусмотренных положениями рекомендаций. Рекомендуемый состав экспертной комиссии приведен в приложении А.

4.3 Техническое состояние ПРГ оценивается на основании результатов анализа технической документации ПРГ, проведения работ, предусмотренных настоящими рекомендациями, а также дополнительных мероприятий, установленных производителем технических или технологических устройств в сопроводительной эксплуатационной документации.

4.4 Техническое состояние ПРГ оценивается с учетом величины риска отказа ПРГ и его приемлемости.

4.5 По результатам проведения оценки технического состояния технологической части ПРГ составляется протокол в соответствии с приложением Б. Протокол подписывается всеми членами экспертной комиссии, утверждается техническим руководителем эксплуатационной организации.

4.6 По результатам проведения оценки технического состояния ПРГ принимается решение о возможности дальнейшей эксплуатации.

4.7 Оценка технического состояния и оформление ее результатов для здания ПРГ (блок-контейнера, шкафа), сетей инженерно-технического обеспечения ПРГ проводится в соответствии с ГОСТ Р 53778.

4.8 Оценку технического состояния ПРГ рекомендуется проводить совместно с проведением текущего ремонта ПРГ.

## 5 Оценка технического состояния

5.1 В процессе эксплуатации ПРГ должна выполняться плановая и внеплановая оценка технического состояния.

5.2 Плановая оценка технического состояния проводится:

– первичная – не позднее, чем за 2 года до достижения ПРГ среднего срока службы;

– последующая (повторная) – в соответствии с разделом 14.

5.3 Внеплановая оценка технического состояния проводится по решению владельца ПРГ, эксплуатационной организации, контролирующих (надзорных) органов в случаях невыполнения регламентных работ, нарушения сроков их проведения, при отказе в процессе эксплуатации.

5.4 Оценка технического состояния ПРГ состоит из следующих этапов:

– анализ технической документации;

– контроль технического состояния;

– классификация отказов ПРГ;

– классификация потребителей, снабжаемых газом от оцениваемого ПРГ;

– расчет вероятности отказа ПРГ и вероятностного ущерба при отказе;

– расчет величины риска отказа ПРГ и принятие решения о его допустимости;

– принятие решения о возможности дальнейшей эксплуатации;

– оформление результатов оценки технического состояния.

5.5 Последовательность проведения оценки технического состояния ПРГ приведена в приложении В.

## 6 Анализ технической документации

6.1 При анализе технической документации проверяется:

– наличие акта приемки сетей газораспределения и газопотребления приемочной комиссией;

– соответствие технологической схемы ПРГ проектной (конструкторской);

– дата ввода ПРГ в эксплуатацию;

– средний срок службы ПРГ или срок эксплуатации, указанный в проектной документации и документации изготовителей технических устройств (при его наличии);

– наличие разрешительной документации на применение технических устройств, труб и контрольно-измерительных пунктов (КИП), установленной нормативно-правовыми актами, действующими на момент проектирования и строительства ПРГ;

– соблюдение сроков метрологической поверки КИП;

– данные о выявленных неисправностях и проведенных ранее текущих и капитальных ремонтах, приведенных в эксплуатационных журналах и эксплуатационных паспортах;

– сведения о режиме работы в процессе эксплуатации (приведенные в эксплуатационных журналах);

– наличие предписаний надзорных органов и их выполнение;

– комплектность проектных, конструкторских и эксплуатационных документов на элементы ПРГ (руководство по эксплуатации, паспорт, формуляр и т. д.).

6.2 По результатам анализа технической документации составляется акт по форме, приведенной в приложении Г, который содержит:

– перечень проанализированной документации;

– перечень элементов ПРГ, их технические характеристики и параметры;

– режимы работы и условия эксплуатации элементов ПРГ;

– данные о ремонтах элементов ПРГ за весь период эксплуатации до момента проведения текущей оценки технического состояния ПРГ;

– указания о выявленных несоответствиях;

– выводы о возможности дальнейшей эксплуатации (при необходимости рекомендации по проведению технического обслуживания, текущего и капитального ремонта/замены элементов ПРГ или ПРГ в целом).

6.3 В случае отсутствия проектной или исполнительной документации, выполняются обмерные чертежи, необходимые для анализа.

6.4 На основании технологической схемы ПРГ составляется сводная таблица оценки технического состояния, в которую вносятся исследуемые технические устройства.

6.5 Каждому выделенному элементу ПРГ присваивается идентификационный порядковый номер с указанием его на схеме. Идентификационный номер заносится в сводную таблицу оценки технического состояния ПРГ (см. таблицу Д.1, приложение Д).

6.6 Каждый выделенный элемент заносится в сводную таблицу

оценки технического состояния ПРГ в соответствующую типовую группу, характеризующую его функциональные особенности. Наименование каждого элемента заносится в сводную таблицу в соответствии с принадлежностью к определенной типовой группе (см. таблицу Д.1, приложение Д).

6.7 В случае наличия элементов ПРГ, не попадающих под классификацию выделенных типовых групп, они должны быть включены в состав сводной таблицы оценки технического состояния ПРГ с присвоением (созданием) соответствующей типовой группы в зависимости от их функциональной особенности. В случае, если в составе ПРГ отсутствуют элементы ПРГ, попадающие под классификацию выделенных типовых групп, в сводной таблице следует поставить прочерк «–» для данных типовых групп.

6.8 Результаты анализа технической документации заносятся в сводную таблицу оценки технического состояния ПРГ с указанием выявленных несоответствий.

## 7 Контроль технического состояния

7.1 Для каждого элемента ПРГ необходимо:

– определить текущее техническое состояние;

– выявить повреждения, неисправности, отклонения и дефекты, наличие которых может повлиять на безопасную и надежную эксплуатацию ПРГ.

7.2 Основными параметрами, определяющими техническое состояние элементов ПРГ, являются:

– герметичность;

– выполнение установленных функций в требуемых пределах;

– коррозионный и механический износ/повреждение материалов;

– качество сварных соединений.

7.3 Контроль технического состояния включает в себя следующие виды работ:

– обязательные:

а) визуальный и измерительный контроль;

б) контроль функционирования;

– дополнительные:

а) замер толщины стенок (ультразвуковую толщинометрию);

б) неразрушающий контроль сварных соединений.

7.4 Визуальный и измерительный контроль труб, технических устройств и сварных соединений выполняется с учетом требований [5] с целью проверки герметичности, подтверждения отсутствия поверхностных повреждений (трещин, коррозионных повреждений, деформированных участков, наружного износа элементов и т.д.), вызванных условиями эксплуатации.

7.4.1 При проведении визуального и измерительного контроля необходимо выполнять частичную или полную разборку редукционной, защитной, предохранительной арматур и фильтров для осмотра деталей и внутренних поверхностей технических устройств с целью определения их повреждений или износа, вызванных условиями эксплуатации.

Разборку технических устройств для осмотра деталей и внутренних поверхностей не следует выполнять только в случае, если по результатам визуального и измерительного контроля внешних поверхностей технического устройства и его деталей можно однозначно сделать вывод о наличии неприемлемых дефектов.

7.4.2 Измерительный контроль труб, технических устройств и сварных соединений производится с целью подтверждения соответствия геометрических размеров и допустимости повреждений, выявленных при визуальном контроле, требованиям нормативной, проектной и конструкторской документации.

7.4.3 При проведении визуального и измерительного контроля редукционной, защитной, предохранительной арматур и фильтров производится оценка:

– герметичности разъемных соединений;

– состояния металла корпуса (на деталях не должно быть трещин, расслоений, раковин, надрывов, короблений);

– состояния мембранной коробки, деталей регулирующего клапана (рабочие поверхности седел клапанов не должны иметь острых кромок, забоин, царапин, задиров и других механических повреждений);

– состояния уплотнительных поверхностей фланцев в случае разборки фланцевого соединения в процессе проведения работ по устранению негерметичности (поверхности уплотнительных прокладок должны быть ровными, без вмятин и надрывов, должна обеспечиваться плотность соединения, исключающая утечки);

– отсутствия заеданий и перекосов в системе передачи перемещения от мембраны к клапану;

– отсутствия повреждений на фильтрующем элементе (для фильтров).

7.4.4 При визуальном контроле состояния газопроводов и прочих технических устройств, их сварных соединений проверяется:

– герметичность;

– отсутствие/наличие механических повреждений поверхностей;

– отсутствие/наличие формоизменения изделия (деформированные участки, коробление, провисание и другие отклонения от первоначального расположения);

– отсутствие/наличие трещин и других поверхностных дефектов, образовавшихся в процессе эксплуатации;

– отсутствие/наличие растрескивания, коррозии и износа сварных швов и участков газопровода.

7.4.5 Герметичность газопроводов, технических устройств и их сварных соединений проверяется газоанализатором/газоиндикатором и/или нанесением пенообразующего раствора.

7.4.6 При измерительном контроле состояния основного материала и сварных

соединений определяются:

– размеры повреждений и дефектов (длина, ширина и глубина дефектов типа пор, шлаковых включений, непроваров корня шва, вмятин и т.д.);

– размеры деформированных участков основного материала и сварных соединений, возникших в результате деформаций при эксплуатации, включая следующие параметры:

а) овальность цилиндрических элементов, в т.ч. отводов труб;

б) размеры зон коррозионного повреждения, включая их глубину;

в) трещины.

7.4.7 Оценка величины и характера обнаруженных дефектов и отклонений (повреждений, неисправностей) производится с учетом требований, установленных в нормативной, проектной и конструкторской документации на технические устройства.

7.4.8 При проведении визуального и измерительного контроля, в случае выявления дефектов, отклонений (повреждений, неисправностей) элементов ПРГ, превышающих допустимые показатели, установленные в нормативной, проектной и конструкторской документации, данные отклонения следует принять неприемлемыми.

7.4.9 К неприемлемым дефектам, отклонениям (повреждениям, неисправностям) элементов ПРГ, выявляемым при визуальном и измерительном контроле, относятся:

– нарушение целостности корпусных деталей, газопроводов (наличие утечек);

– недопустимое изменение размеров и геометрической формы элементов ПРГ;

– нарушение герметичности разъемных соединений, не устраняемое подтяжкой с усилием, рекомендованным производителем или методикой,

утвержденной в установленном порядке;

– возникновение трещин на основных деталях;

– дефекты мембраны и регулирующего клапана;

– разрушение фильтрующего элемента;

– прочие дефекты и качественные или количественные отклонения (повреждения, неисправности), установленные в нормативной, проектной и конструкторской документации, при которых дальнейшая эксплуатация ПРГ не возможна без их устранения.

7.4.10 Результаты проведенного визуального и измерительного контроля элементов ПРГ фиксируются соответствующим протоколом, в котором указываются все выявленные отклонения по каждому элементу ПРГ и перечень мероприятий, которые следует провести для возможности продолжения эксплуатации ПРГ. Форма протокола результатов проведенного визуального и измерительного контроля приведена в приложении Е.

7.4.11 В случае выявления при визуальном и измерительном контроле труб неприемлемых дефектов, отклонений, повреждений или неисправностей дальнейшая эксплуатация ПРГ недопустима без их устранения.

7.4.12 Все инструменты и средства измерения для проведения визуального и измерительного контроля должны быть поверены, иметь достаточную степень точности, а так же иметь сертификаты соответствия на применение. Перечень рекомендуемых инструментов, необходимых для проведения визуального и измерительного контроля, а также примерный перечень возможных отклонений основного материала газопроводов и технических устройств, сварных соединений, контролируемых при визуальном и измерительном контроле элементов ПРГ, приведены в приложении Ж.

7.5 Контроль функционирования проводится с целью получения данных о работоспособности элементов ПРГ.

7.5.1 Основными параметрами, определяющими техническое состояние при контроле функционирования, являются:

– обеспечение выполнения элементами ПРГ установленных проектной и конструкторской документацией рабочих функций (обеспечение полного перекрытия потока газа для запорной арматуры, обеспечение срабатывания предохранительного запорного клапана в установленных в проекте пределах и т.д.);

– стабильность работы элементов ПРГ и соблюдение параметров, установленных нормативной, проектной и конструкторской документацией.

7.5.2 При контроле функционирования выполняются работы по проверке:

– пределов регулирования давления и стабильности работы регулятора давления при изменении расхода;

– пределов срабатывания предохранительной и защитной арматур;

– плотности закрытия защитной арматуры и рабочего клапана регулятора давления;

– величины перепада давления на фильтре;

– плавности перемещения запорного элемента арматуры;

– соответствия хода запорного элемента арматуры установленным нормам;

– соответствия значения усилия (крутящего момента), необходимого для перемещения запорного элемента арматуры на полный ход ручного управления, требованиям ГОСТ 21752 или технических условий при условии обеспечения установленной в нормативной, проектной или конструкторской документации герметичности в затворе;

– указателей положения запорного и регулирующего элемента, конечных и моментных выключателей (сигнализаторов), а также их настройка.

7.5.3 В случае выявления нарушения функционирования любого элемента ПРГ, данное отклонение следует принять неприемлемым.

7.5.4 В случае выявления при контроле функционирования неприемлемых

отклонений, дальнейшая эксплуатация ПРГ недопустима без их устранения.

7.5.5 К неприемлемым отклонениям элементов ПРГ, выявляемым при контроле функционирования, относятся:

– невыполнение функций по назначению;

– необеспечение герметичности затвора арматуры;

– несоответствие требуемой точности показаний КИП;

– прочие отклонения, указанные в нормативной, проектной и конструкторской документации, при которых дальнейшая эксплуатация ПРГ не возможна без их устранения.

7.5.6 Результаты проведенного контроля функционирования ПРГ оформляются соответствующим протоколом, в котором указываются все выявленные отклонения по каждому элементу ПРГ, а так же перечень мероприятий, которые следует провести для возможности продолжения эксплуатации ПРГ. Форма протокола результатов проведенного контроля функционирования приведена в приложении И.

7.6 Ультразвуковая толщинометрия стенок элементов ПРГ, транспортирующих газ среднего и высокого давлений, проводится в случае невозможности принятия решения об их работоспособности по результатам визуального и измерительного контроля (при обнаружении коррозионных повреждений участков, вмятин, выпуклостей; участков, на которых происходит изменение направления потока).

7.6.1 Ультразвуковую толщинометрию стенок элементов ПРГ следует проводить в соответствии с ГОСТ 14782.

7.6.2 Количество точек измерений зависит от размеров дефектной зоны и должно быть достаточным для получения достоверной информации о толщине стенки в зоне дефекта.

7.6.3 Утончение стенок элементов ПРГ признается неприемлемым в случае, если оно составляет более 20 % от первоначальной толщины стенки элемента ПРГ.

7.6.4 Результаты ультразвуковой толщинометрии оформляются протоколом по форме, приведенной в приложении К.

7.7 Неразрушающий контроль сварных соединений элементов ПРГ проводится в случае недостаточности данных, полученных по результатам визуального и измерительного контроля, для принятия решения о работоспособности элементов ПРГ (при обнаружении дефектов или повреждений сварных соединений элементов ПРГ).

7.7.1 Неразрушающий контроль сварных соединений следует проводить радиографическим методом в соответствии с ГОСТ 7512.

7.7.2 Результаты проведения неразрушающего контроля оформляются протоколом по форме, приведенной в приложении Л. К протоколу должны быть приложены радиографические снимки и результаты контроля на аппаратно-программном комплексе автоматизированной расшифровки.

7.8 Численные значения коэффициента, характеризующего техническое состояние каждого элемента ПРГ, после проведения контроля технического состояния должны заноситься в сводную таблицу оценки технического состояния ПРГ в графу «Контроль технического состояния ($К^{КТС}$)» (см. таблицу Д.1, приложение Д).

7.9 По результатам проведения мероприятий по контролю технического состояния в сводную таблицу оценки технического состояния ПРГ согласно 7.8 заносятся численные значения от единицы до трех для каждого элемента ПРГ, исходя из следующих условий:

– для элемента ПРГ с не выявленными дефектами, отклонениями (повреждениями, неисправностями) заносится значение, равное единице;

– для элемента ПРГ с выявленными дефектами, отклонениями (повреждениями, неисправностями), численные или качественные показатели которых находятся в пределах допустимых требованиями нормативной,

проектной и конструкторской документации, заносится значение, равное двум;

– для элемента ПРГ с выявленными неприемлемыми дефектами и отклонениями (повреждениями, неисправностями), при которых дальнейшая эксплуатация ПРГ возможна только после проведения текущего или капитального ремонта/замены данного элемента, заносится значение, равное трем.

## 8 Классификация отказов пункта редуцирования газа

8.1 Работоспособное состояние ПРГ характеризуется способностью ПРГ обеспечить бесперебойную подачу газа потребителям в заданных параметрах с учетом вероятности отказа и тяжести последствий в результате потери работоспособности.

8.2 Отказами ПРГ являются:

– аварии в ПРГ (кроме аварий, причинами которых является несанкционированный доступ посторонних лиц, и аварий по причине проведения работ по техническому обслуживанию и ремонту элементов ПРГ с отклонением от регламентных требований);

– инциденты в ПРГ, которые привели к ограничению/полному прекращению подачи газа потребителям (кроме инцидентов, причинами которых является несанкционированный доступ посторонних лиц, и аварий по причине проведения работ по техническому обслуживанию и ремонту элементов ПРГ с отклонением от регламентных требований).

8.3 Отказами не являются ограничения/полное прекращение подачи газа, вызванные:

– проведением регламентных работ в ПРГ;

– нарушением поставки газа от источника газоснабжения;

– несоответствием качества транспортируемого газа ГОСТ 5542.

## 9 Классификация потребителей газа

9.1 В соответствии с характеристиками потребителей, снабжаемых газом от оцениваемого ПРГ, составляется сводная таблица категорий потребителей с занесением объемов недопоставки газа при отказе ПРГ в соответствии с приложением М.

9.2 Все потребители, к которым подается газ через оцениваемый ПРГ, разделяются по категориям в зависимости от их функциональных назначений:

– I категория – объекты, снабжающие военный комплекс, обеспечивающие безопасность государства, теплоэлектроцентрали, государственные районные электростанции, крупные районные котельные с потреблением газа свыше 30 тыс. $м^3$/ч;

– II категория – предприятия с непрерывным производственным процессом, прочие потребители, требующие бесперебойной подачи газа, не относящиеся к I категории;

– III категория – объекты социального назначения, не относящиеся к I и II категориям;

– IV категория – прочие потребители, не относящиеся к I, II и III категориям.

9.3 Объемы потребляемого газа по каждой категории потребителей в начале эксплуатации, при текущем техническом состоянии (на момент проведения оценки технического состояния) и их суммарные значения заносятся в соответствующие графы сводной таблицы категорий потребителей, снабжаемых газом от оцениваемого ПРГ (см. таблицу М.1, приложение М).

## 10 Вероятность отказа и вероятностный ущерб при отказе

10.1 Вероятность отказа ПРГ q за период времени t определяется в зависимости от значения коэффициента приведения вероятности отказа $k_в$ в соответствии с приложением Н.

10.2 Коэффициент приведения вероятности отказа $k_в$ определяется по соответствующему критерию технического состояния (отношение значения итогового балла ПРГ при текущем техническом состоянии $I_{ПРГ}$ к значению итогового балла ПРГ в начале эксплуатации $I^0_{ПРГ}$). Значения коэффициента приведения вероятности отказа приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Значение коэффициента приведения вероятности отказа

| Критерий технического состояния | Коэффициент приведения вероятности отказа ($k_в$) |
|---|---|
| $\frac{I_{ПРГ}}{I^0_{ПРГ}} \le 1{,}1т$ | 1 |
| $1{,}1 < \frac{I_{ПРГ}}{I^0_{ПРГ}} \le 1{,}2$ | 2 |
| $\frac{I_{ПРГ}}{I^0_{ПРГ}} > 1{,}2$ | 3 |

10.3 Расчет итогового балла ПРГ при текущем техническом состоянии производится на основании данных проведенного контроля технического состояния, занесенных в сводную таблицу оценки технического состояния ПРГ. По значению $I_{ПРГ}$ необходимо определить степень его влияния на вероятность отказа ПРГ.

Итоговый балл ПРГ, $I_{ПРГ}$, соответствует сумме произведения критичности отказа и значения текущего технического состояния элемента ПРГ, установленного в процессе проведения контроля технического состояния, по всем элементам ПРГ и рассчитывается по формуле

$$I_{прг} = \sum_{ij} K^{Э}_{j} \cdot K^{КТС}_{i} \qquad (1)$$

где j – количество типовых групп;

i – количество элементов ПРГ, входящих в каждую типовую группу;

$K^{э}_{j}$ – критичность отказа элемента ПРГ, определяемая по сводной таблице оценки технического состояния ПРГ для каждого

конкретного элемента ПРГ в соответствии с типовой группой, к которой он относится (см. таблицу Д.1, приложение Д);

$K_i^{КТС}$ – коэффициент, характеризующий техническое состояние каждого конкретного элемента ПРГ (см. таблицу Д.1, приложение Д).

10.4 Итоговый балл ПРГ, соответствующий началу эксплуатации оцениваемого объекта, рассчитывается по формуле

$$I_{прг}^{0} = \sum_{ij} K_j^{Э} \cdot m_i \qquad (2)$$

где j – количество типовых групп;

i – количество элементов ПРГ, входящих в каждую типовую группу;

$K_j^{Э}$ – критичность отказа элемента ПРГ, определяемая по сводной таблице оценки технического состояния ПРГ для каждого конкретного элемента ПРГ в соответствии с типовой группой, к которой он относится (см. таблицу Д.1, приложение Д);

$m_i$ – количество элементов ПРГ, входящих в каждую типовую группу.

10.5 В рамках проведения оценки технического состояния ПРГ характеристикой тяжести последствий отказа принимается стоимость объема недопоставки газа потребителям и суммарная стоимость проведения ремонтно-восстановительных работ.

10.6 Вероятностный ущерб при отказе ПРГ при текущем техническом состоянии ΔU, руб., характеризуется суммарной стоимостью объема недопоставки газа потребителям с учетом стоимости 1 м$^3$/ч не поставленного объема газа для каждой категории потребителей и времени восстановления требуемых параметров в сети газораспределения для обеспечения нормального режима транспортировки газа и рассчитывается по формуле

$$\Delta U = \sum_{i=I}^{IV} Q_i^{п} \cdot S_i \cdot T_B + R \qquad (3)$$

где i – индекс категории потребителей, снабжаемых газом

от оцениваемого ПРГ в соответствии с таблицей М.1 (Приложение М), i=I, II, III, IV;

$Q_i^п$ – приведенный объем недопоставки газа при отказе ПРГ при текущем техническом состоянии по каждой из категорий потребителей, м$^3$/ч;

$S_i$ – стоимость 1 м$^3$/ч не поставленного газа для каждой категории потребителей, руб./м$^3$;

$T_в$ – время восстановления требуемых рабочих параметров в сети газораспределения после отказа, ч;

Примечание – При отсутствии достаточного количества статистических данных при расчетах следует принимать $T_в$ равным 5 ч, при достаточном количестве исходных данных расчет данной величины производится по методике, приведенной в приложении П.

R – суммарная стоимость проведения ремонтно-восстановительных работ по возобновлению подачи газа потребителям и ликвидации последствий отказа и стоимость заменяемых технических устройств, составных частей и расходных материалов, требуемых для проведения ремонтно-восстановительных работ, руб.

Стоимость 1 м$^3$/ч не поставленного газа для каждой категории потребителей ($S_i$) рассчитывается из стоимости единицы транспортируемого газа на момент проведения оценки технического состояния с учетом штрафных санкций (неустоек), предусмотренных в договорах на поставку (транспортировку) газа потребителям.

Суммарная стоимость работ по возобновлению подачи газа потребителям (R) рассчитывается в соответствии с прейскурантами на проведение ремонтно-восстановительных работ, данными о стоимости технических устройств, их составных частей, действующих на момент проведения оценки технического состояния.

10.7 Вероятностный ущерб при отказе ПРГ в начале эксплуатации, $\Delta U^0$, руб., рассчитывается по формуле

$$\Delta U^0 = \sum_{i=I}^{IV} Q_i^{п0} \cdot S_i^{п0} \cdot T_В + R \qquad (4)$$

где i – индекс категории потребителей, снабжаемых газом от оцениваемого ПРГ в соответствии с таблицей М.1 (Приложение М), i=I, II, III, IV;

$Q_i^{п0}$ – приведенный объем недопоставки газа при отказе ПРГ в начале эксплуатации по каждой из категорий потребителей, м$^3$/ч;

$S_i^{п0}$ – стоимость 1 м$^3$/ч не поставленного газа для каждой категории потребителей в начале эксплуатации ПРГ, руб./м$^3$.

$T_в$ – время восстановления требуемых рабочих параметров в сети газораспределения после отказа, ч;

Примечание – При отсутствии достаточного количества статистических данных при расчетах следует принимать $T_в$ равным 5 ч, при достаточном количестве исходных данных расчет данной величины производится по методике, приведенной в приложении П.

R – суммарная стоимость проведения ремонтно-восстановительных работ по возобновлению подачи газа потребителям и ликвидации последствий отказа и стоимость заменяемых технических устройств, составных частей и расходных материалов, требуемых для проведения ремонтно-восстановительных работ, руб.

10.8 Приведенный объем недопоставки газа при текущем техническом состоянии в зависимости от категорий снабжаемых через ПРГ потребителей $Q_i^п$, м$^3$/ч, определяется по формуле

$$Q_i^п = Q_i \cdot k_{Нi} \qquad (5)$$

где i – индекс категории потребителей, снабжаемых газом от оцениваемого ПРГ в соответствии с таблицей М.1 (Приложение М), i=I, II, III, IV;

$Q_i$ – объем газа (расчетный максимум), транспортируемого через ПРГ, для каждой категории потребителей при текущем техническом

состоянии, м$^3$/ч;

$k_{Hi}$ – значение коэффициента приведения объема недопоставки газа в соответствии с таблицей М.1 (приложение М).

10.9 Приведенный объем недопоставки газа в начале эксплуатации $Q_i^{п0}$, м$^3$/ч, определяется по формуле

$$Q_i^{п0} = Q_i^0 \cdot k_{Hi} \tag{6}$$

где i – индекс категории потребителей, снабжаемых газом от оцениваемого ПРГ в соответствии с таблицей М.1 (Приложение М), i=I, II, III, IV;

$Q_i^0$ – объем газа (расчетный максимум), транспортируемого через ПРГ, для каждой категории потребителей в начале эксплуатации, м3/ч.

$k_{Hi}$ – значение коэффициента приведения объема недопоставки газа в соответствии с таблицей М.1 (приложение М).

10.10 При отсутствии данных об объеме газа (расчетном максимуме), транспортируемого через ПРГ для каждой категории потребителей в начале эксплуатации, значение данного показателя принимается равным значению расчетного объема газа (расчетного максимума), транспортируемого через ПРГ для каждой категории потребителей при текущем техническом состоянии.

## 11 Расчет и оценка риска отказа пункта редуцирования газа. Установление критерия приемлемости риска

11.1 Риск отказа ПРГ рассчитывается на основании данных о текущем техническом состоянии ПРГ, полученных при проведении контроля технического состояния ПРГ.

11.2 Показатели риска зависят от текущего технического состояния каждого элемента ПРГ, входящего в состав технологической части ПРГ.

11.3 Риск отказа ПРГ в зависимости от текущего технического состояния

C(t) , руб., определяется по формуле

$$C(t) = q \cdot \Delta U \quad (7)$$

где q – вероятность отказа ПРГ при текущем техническом состоянии определяется в соответствии с приложением Н;

ΔU – вероятностный ущерб при отказе ПРГ при текущем техническом состоянии, руб.

11.4 Риск отказа ПРГ в начале эксплуатации в течение установленного периода времени $C_0$, руб., определяется по формуле

$$C_0 = q_0 \cdot \Delta U^0 \quad (8)$$

где $q_0$ – вероятность отказа ПРГ в начале эксплуатации, определяется в соответствии с приложением Н;

$\Delta U^0$ – вероятностный ущерб при отказе ПРГ в начале эксплуатации, руб.

11.5 Приемлемость риска оцениваемого ПРГ определяется сравнением расчетной величины риска отказа оцениваемого ПРГ при текущем техническом состоянии и риска отказа ПРГ в начале эксплуатации в течение установленного периода времени в соответствии с 11.6.

11.6 Критерий неприемлемости риска определяется исходя из соотношений, приведенных в таблице 2.

Таблица 2 – Критерии неприемлемости риска отказа ПРГ при различных средних сроках службы

| Средний срок службы (срок эксплуатации, указанный в проектной документации), лет | Критерий неприемлемости |
|---|---|
| От 1 до 10 включ. | $C(t) \geq 2{,}25 \cdot C_0$ |
| Св. 10 до 20 включ. | $C(t) \geq 1{,}8 \cdot C_0$ |
| Св. 20 до 30 включ. | $C(t) \geq 1{,}5 \cdot C_0$ |
| Св. 30 до 40 включ. | $C(t) \geq 1{,}35 \cdot C_0$ |
| Св. 40 | $C(t) \geq 1{,}25 \cdot C_0$ |

11.7 Пример расчета риска отказа ПРГ и установления его приемлемости приведен в приложении Р.

11.8 Результаты расчетов по формулам (1) - (8) заносятся в сводную таблицу показателей риска отказа ПРГ (см. таблицу Д.2, приложение Д).

## 12 Определение технического состояния пункта редуцирования газа

12.1 Категория технического состояния определяется по фактическому техническому состоянию объекта с учетом критериев риска.

12.2 Техническое состояние ПРГ может быть определено как:

– работоспособное состояние, когда объект полностью отвечает требованиям по обеспечению безопасности и надежности и обеспечивает выполнение функции бесперебойной подачи газа потребителям;

– работоспособное состояние с отклонениями от требований технической документации, в случае, если ПРГ обеспечивает выполнение функции подачи газа потребителям в требуемых параметрах, однако по результатам проведения анализа технической документации были выявлены несоответствия требованиям технической документации, которые должны быть устранены для дальнейшей эксплуатации ПРГ;

– не работоспособное состояние, когда объект не отвечает требованиям по обеспечению безопасности и надежности или не обеспечивает выполнение функции подачи газа потребителям в требуемых параметрах.

12.3 Техническое состояние ПРГ определяется как «работоспособное состояние» в случае отсутствия любых отклонений для каждого элемента ПРГ.

12.4 Техническое состояние ПРГ определяется как «работоспособное состояние с отклонениями от требований технической документации» в случае, если при проведении анализа технической документации для любого элемента ПРГ

были выявлены отклонения.

12.5 Техническое состояние ПРГ определяется как «не работоспособное состояние» в случаях:

– выявления в процессе проведения контроля технического состояния неприемлемых дефектов, отклонений (повреждений, неисправностей), при которых не возможна дальнейшая безопасная эксплуатация ПРГ;

– при неприемлемости расчетного риска отказа ПРГ.

## 13 Принятие решения о возможности дальнейшей эксплуатации пункта редуцирования газа

13.1 При определении технического состояния ПРГ как «работоспособное», следует продолжить эксплуатацию ПРГ в соответствии с ранее установленными режимами работы и сроками службы без проведения дополнительных мероприятий до окончания установленного среднего срока службы или срока эксплуатации, указанного в проектной документации.

13.2 При определении технического состояния ПРГ как «работоспособное с отклонениями от требований технической документации», следует устранить все несоответствия, выявленные в процессе проведения анализа технической документации, отмеченные в протоколе анализа технической документации в сроки, указанные в протоколе проведения оценки технического состояния ПРГ. Далее, в соответствии со значением показателя, характеризующего техническое состояние ПРГ, следует продолжить эксплуатацию ПРГ аналогично случаю, описанному в 13.1.

13.3 При определении (в ходе выполнения контроля технического состояния в соответствии с разделом 7) технического состояния ПРГ как «неработоспособное», необходимо принять меры по устранению выявленных нарушений или провести отключение ПРГ.

13.4 Для продолжения эксплуатации ПРГ необходимо проведение капитального ремонта с назначением нового среднего срока службы или проведение текущего ремонта (при необходимости) и последующего технического диагностирования с установлением предельного срока эксплуатации, по достижению которого эксплуатация ПРГ должна быть прекращена.

13.5 Капитальный ремонт/замену ПРГ следует проводить при возможности восстановления технических характеристик и параметров настройки технических устройств, обеспечивающих их дальнейшую безопасную эксплуатацию, а также при экономической нецелесообразности проведения технического диагностирования.

13.6 При необходимости проведения технического диагностирования, срок его проведения устанавливается эксплуатационной организацией, но не позднее достижения ПРГ среднего срока службы, указанного производителем или срока службы, указанного в проектной документации на ПРГ (при его наличии).

13.7 При необходимости проведения капитального ремонта/замены ПРГ, срок его проведения устанавливается эксплуатационной организацией, но не позднее достижения ПРГ среднего срока службы, указанного производителем, или срока службы, указанного в проектной документации на ПРГ (при его наличии).

13.8 После устранения всех выявленных дефектов при проведении текущего ремонта следует продолжить эксплуатацию ПРГ в соответствии с установленными режимами работы и сроками службы.

13.9 После проведения капитального ремонта/замены отдельных элементов ПРГ, кроме случаев, описанных в 13.10, следует назначать новый срок службы заменяемым элементам ПРГ в соответствии со средним сроком службы, указанным производителем, или сроком службы, указанным в проектной документации на заменяемый элемент ПРГ (при его наличии). Если в документации производителя отсутствует информация о сроке службы технических устройств, то принимается средний срок службы аналогичных устройств.

13.10 При проведении капитального ремонта/замены всех элементов ПРГ газорегуляторных пунктов (стационарных), а также при проведении капитального ремонта/замены пунктов газорегуляторных блочных, пунктов редуцирования газа шкафных целиком, их срок службы рассчитывается в соответствии с утвержденными в установленном порядке методиками. При отсутствии утвержденных методик, позволяющих определить срок службы при капитальном ремонте/замене ПРГ, следует принять в качестве расчетного срока службы средний срок службы ПРГ, указанный производителем, или срок службы, указанный в проектной документации на ремонтируемый/заменяемый ПРГ (при его наличии). Если в документации производителя отсутствует информация о сроке службы технических устройств, то принимается средний срок службы аналогичных устройств.

## 14 Сроки проведения очередной оценки технического состояния пункта редуцирования газа

14.1 Очередная оценка технического состояния должна проводиться за 2 года до достижения ПРГ срока службы, установленного при проведении капитального ремонта.

14.2 Допускается не проводить оценку технического состояния, если срок службы ПРГ, назначенный при проведении капитального ремонта/замены, по достижении которого планируется прекращение эксплуатации или очередная замена ПРГ, составляет не более 3 лет.

# Приложение А

(рекомендуемое)

## Состав экспертной комиссии при проведении оценки технического состояния пункта редуцирования газа

А.1 Состав экспертной комиссии:

– представители владельца ПРГ;

– представители эксплуатационной организации;

– представители других организаций, обладающие требуемой квалификацией для проведения мероприятий по оценке технического состояния ПРГ.

А.2 В состав экспертной комиссии от представителей эксплуатационной организации при проведении оценки технического состояния, могут входить:

– начальник производственно-эксплуатационного участка (заместитель начальника производственно-эксплуатационного участка) – назначается руководителем работ;

– мастер производственно-эксплуатационного участка;

– слесарь по эксплуатации и ремонту газового оборудования (разряд не ниже 4) – 2 человека;

– инженер по контрольно-измерительным приборам и автоматике (при необходимости);

– представители прочих специальностей, необходимые для проведения оценки технического состояния систем вентиляции, электроснабжения, отопления и строительных конструкций (при необходимости).

# Приложение Б

(рекомендуемое)

## Форма протокола оценки технического состояния пункта редуцирования газа

**ПРОТОКОЛ № ____**
**ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ**
**ПУНКТА РЕДУЦИРОВАНИЯ ГАЗА**

«___» _____20___ г. Срок хранения:

«Согласовано»
Технический руководитель
эксплуатационной организации
_____
(наименование эксплуатационной организации)
_____ / _____/
инициалы, фамилия подпись
«___»_____20__г.
дата

«Утверждаю»
Владелец ПРГ
_____ / _____/
инициалы, фамилия подпись
«___»_____20__г.
дата

Дата проведения оценки технического состояния ПРГ_____

Адрес расположения ПРГ_____

Обозначение и тип ПРГ_____

Дата ввода ПРГ в эксплуатацию _____

Технические устройства в ПРГ

| Наименование | Количество, шт. | Тип | Диаметр DN, мм | Параметры настройки | | Выявленные отклонения (неисправности, повреждения, дефекты) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | минимум, ед. изм. | максимум, ед. изм. | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| | | | | | | |

Результаты оценки технического состояния пункта редуцирования газа

| Дата оценки | Значение вероятности аварии | Предложения по дальнейшей эксплуатации (текущий/капитальный ремонт (с указанием даты проведения), реконструкция (с указанием даты проведения), другие) | Необходимость и намечаемые сроки проведения технического диагностирования |
|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| | | | |

Технологическая схема (прилагается)

Руководитель работ _____ / _____ /
Инициалы, фамилия подпись

Состав экспертной комиссии _____ / _____ /
Инициалы, фамилия подпись
_____ / _____ /
Инициалы, фамилия подпись
_____ / _____ /
Инициалы, фамилия подпись
_____ / _____ /
Инициалы, фамилия подпись

# Приложение В
(справочное)

## Последовательность проведения оценки технического состояния пункта редуцирования газа

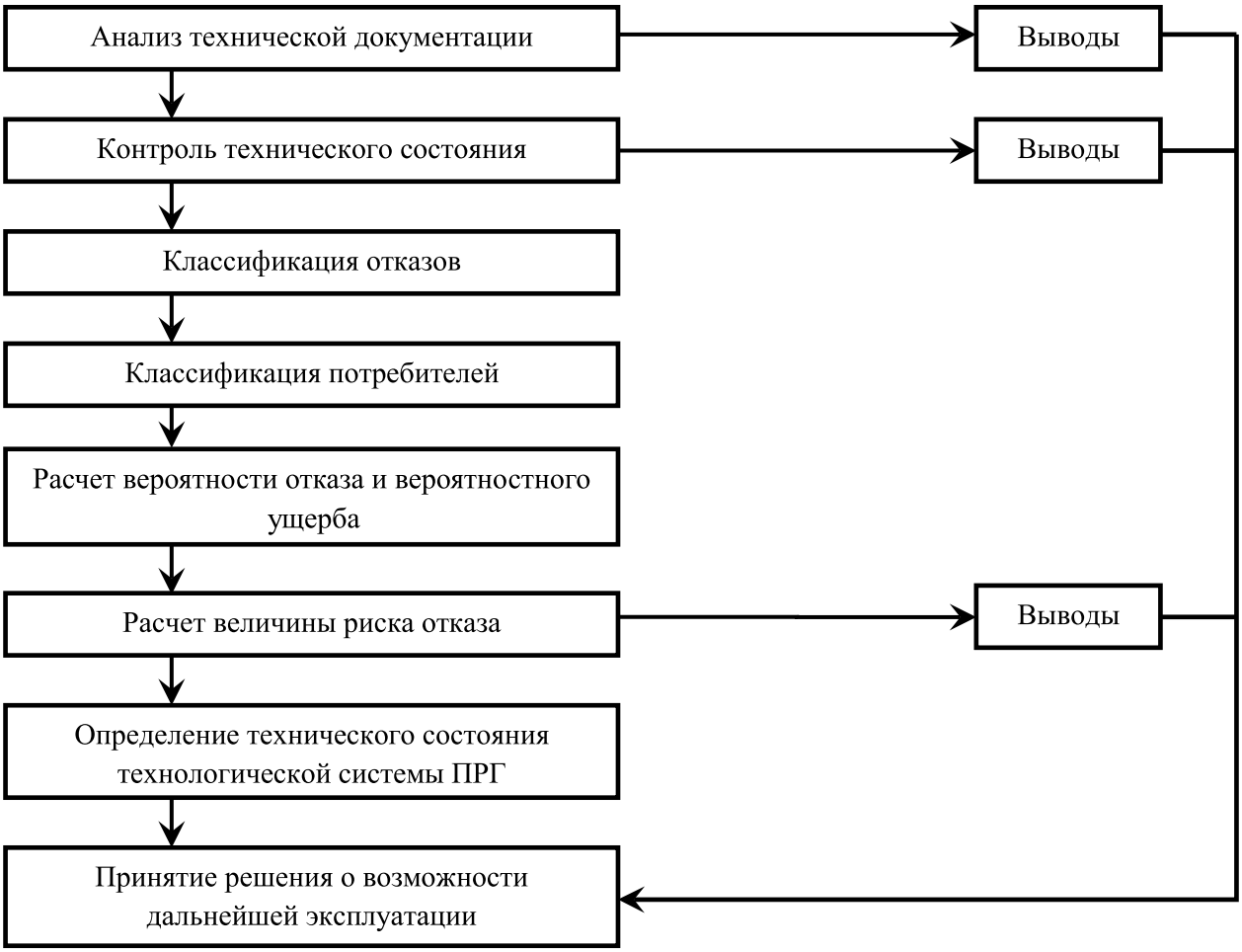



Рисунок В.1 – Последовательность проведения оценки технического состояния ПРГ

# Приложение Г

(рекомендуемое)

## Форма акта результатов анализа технической документации

**АКТ №___**
**РЕЗУЛЬТАТОВ АНАЛИЗА ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ**
**ПУНКТА РЕДУЦИРОВАНИЯ ГАЗА**

_____
(наименование организации, проводящей анализ)

«___» _____20___ г. Срок хранения:

«Согласовано» «Утверждаю»
Технический руководитель
эксплуатационной организации Владелец ПРГ

_____
(наименование эксплуатационной организации)

_____ / _____/ _____ / _____/
инициалы, фамилия подпись инициалы, фамилия подпись
«___»_____20__г. «___»_____20__г.
дата дата

Дата проведения анализа технической документации ПРГ _____

Адрес расположения ПРГ _____

Дата ввода в эксплуатацию _____
Средний срок службы (срок эксплуатации, указанный в проектной документации и документации изготовителей) _____
Перечень анализируемой документации с указанием наличия/отсутствия требуемых документов
_____
_____

Перечень элементов ПРГ:

| Наименование оборудования | Технические характеристики | Режимы работы и условия эксплуатации | Данные о проведенных заменах и ремонтах основных элементов ПРГ | Отметка о плановом/ неплановом ремонте/ замене | Причина выхода из строя (для планового ремонта /замены) | Дата текущего/ капитального ремонта/ замены чч.мм.гггг. | Наименование организации, проводившей ремонт/замену |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | |
| | | | | | | | |

Выявленные несоответствия: _____
_____
**Выводы и рекомендации по возможности продолжения эксплуатации:**_____
_____
_____

Руководитель работ _____ / _____ /
Инициалы, фамилия подпись

Состав экспертной комиссии _____ / _____ /
Инициалы, фамилия подпись
_____ / _____ /
Инициалы, фамилия подпись

# Приложение Д

(рекомендуемое)

## Сводные таблицы оценки технического состояния пункта редуцирования газа и показателей риска отказа пункта редуцирования газа

Таблица Д.1 – Сводная таблица оценки технического состояния пункта редуцирования газа

| Иден. номер | Типовая группа элементов | Наименование элемента | Критичность отказа ($K_j^Э$) | Контроль технического состояния ($K^{КТС}$) | Выявленные отклонения при контроле технического состояния | Соответствие проектной документации |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Редукционная арматура | | 0,9 | | | |
| 2 | Запорная арматура | | 0,3 | | | |
| 3 | Предохранительная арматура | | 0,85 | | | |
| 4 | Защитная арматура | | 1 | | | |
| 5 | Контрольная арматура | | 0,3 | | | |
| 6 | Фильтр | | 0,8 | | | |
| 7 | Газопровод основной (и резервной линии редуцирования) | | 0,1 | | | |
| 8 | Газопровод сбросной | | 0,1 | | | |
| 9 | Газопровод продувочный | | 0,05 | | | |
| 10 | Газопровод импульсный | | 0,6 | | | |
| 11 | Газопровод к газопотребляющему оборудованию | | 0,1 | | | |
| 12 | Автоматизированная система управления технологическим процессом | | 0,3 | | | |
| 13 | Контрольно-измерительные приборы | | 0,3 | | | |

Таблица Д.2 – Сводная таблица показателей риска отказа пункта редуцирования газа

| Показатель риска | Значение |
|---|---|
| Средний срок службы (срок эксплуатации, установленный при проектировании), лет (t) | |
| Итоговый балл ПРГ в начале эксплуатации ($I^0_{прг}$) | |
| Итоговый балл ПРГ при текущем техническом состоянии ($I_{прг}$) | |
| Коэффициент приведения вероятности отказа ($k_в$) | |
| Вероятность отказа ПРГ в начале эксплуатации ($q^0$) | |
| Вероятность отказа ПРГ при текущем техническом состоянии (q) | |
| Вероятностный ущерб при отказе ПРГ при текущем техническом состоянии, руб. ($\Delta U$) | |
| Вероятностный ущерб при отказе ПРГ в начале эксплуатации, руб. ($\Delta U^0$) | |
| Риск отказа ПРГ в начале эксплуатации, руб. ($C_0$) | |
| Риск отказа ПРГ при текущем техническом состоянии, руб. (C(t)) | |
| Соотношение для определения приемлемости риска ($C(t)/C_0$) | |
| Приемлемость риска | |

# Приложение Е

(рекомендуемое)

## Форма протокола визуального и измерительного контроля пункта редуцирования газа

**ПРОТОКОЛ №___**
**ВИЗУАЛЬНОГО И ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО КОНТРОЛЯ**
**ПУНКТА РЕДУЦИРОВАНИЯ ГАЗА**

_____
(наименование организации, проводящей контроль)

«___» _____20___ г. Срок хранения:

«Согласовано»
Технический руководитель
эксплуатационной организации

_____
(наименование эксплуатационной организации)

_____ / _____/
инициалы, фамилия подпись
«___»_____20__г.
дата

«Утверждаю»

Владелец ПРГ

_____ / _____/
инициалы, фамилия подпись
«___»_____20__г.
дата

Дата проведения визуального и измерительного контроля ПРГ _____

Адрес расположения ПРГ _____

Объект контроля _____

Измерительный инструмент _____

_____

Результаты контроля:

| Объект контроля | Выявленные дефекты и повреждения | Форма и размеры дефектов и повреждений | Приемлемость повреждения |
|---|---|---|---|
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |

**Выводы и рекомендации по возможности продолжения эксплуатации:**_____
_____
_____

Руководитель работ _____ / _____ /
Инициалы, фамилия подпись

Состав экспертной комиссии _____ / _____ /
Инициалы, фамилия подпись
_____ / _____ /
Инициалы, фамилия подпись
_____ / _____ /
Инициалы, фамилия подпись
_____ / _____ /
Инициалы, фамилия подпись

# Приложение Ж

(рекомендуемое)

## Перечень рекомендуемых инструментов, необходимых для проведения визуального и измерительного контроля. Перечень возможных отклонений основного материала газопроводов и технических устройств, сварных соединений, контролируемых при визуальном и измерительном контроле элементов пункта редуцирования газа

Ж.1 Примерный перечень инструментов для визуального и измерительного контроля:

– штангенциркуль двусторонний с глубиномером;

– универсальный шаблон сварщика;

– линейка измерительная металлическая;

– щуп;

– рулетка металлическая;

– уровни гидростатические;

– термометр;

– газоанализатор;

– газоиндикатор;

– контрольно-измерительные приборы;

– оптические увеличительные приборы;

– прочие инструменты.

Ж.2 Примерный перечень возможных отклонений основного металла газопроводов и технических устройств, сварных соединений, выявляемых при визуальном и измерительном контроле приведен в таблицах Ж.1 и Ж.2 соответственно.

Таблица Ж.1 – Примерный перечень отклонений поверхности основного металла, выявляемых при визуальном и измерительном контроле

| Тип дефекта | Характеристики дефекта |
|---|---|
| Случайное оплавление основного металла в результате зажигания/гашения дуги | Местное повреждение поверхности основного металла, примыкающего к сварному шву, возникшее в результате случайного и/или преднамеренного возбуждения дуги вне разделки соединения |
| Задир поверхности основного металла | Повреждение поверхности, вызванное удалением путем отрыва временного технологического крепления |
| Трещины горячие (кристаллизационные) | Извилистый окисленный разрыв металла, более широкий у поверхности и сужающийся вглубь, образовавшийся в период кристаллизации металла вследствие растягивающихся напряжений, превышающих прочность наружных слоев слитка |
| Рванины | Раскрытые разрывы, расположенные перпендикулярно или под углом к направлению наибольшей вытяжке металла |
| Прижоги | Дефекты, образующиеся при локальном перегреве металла (шлифование, электрохимическое клеймение, спектральный анализ и др.), являющиеся структурными концетраторами напряжений, в зоне которых может возникнуть растрескивание |
| Морщины | Группа чередующихся продольных углублений и выступов |
| Риска | Прямоугольное продольное углубление с закругленным/плоским дном, образовавшееся из-за царапания поверхности металла наварами и другими выступами |
| Отпечатки | Углубления/выступы, расположенные по всей поверхности металла или на отдельных его участках |
| Рябизна | Углубление от вдавленной окалины, образовавшееся при ковке, прокатке или правке металла с толстым слоем окалины |
| Заусенец | Острый в виде гребня выступ на конце трубы, образовавшийся при резке металла |
| Остатки окалины | Окалина, не удаленная с отдельных участков труб |
| Царапина | Канавка неправильной формы и произвольного направления, образовавшаяся в результате механических повреждений, в том числе при складировании и транспортировке металла |
| Раковины от вдавленной окалины | Отдельные углубления, иногда частично вытянутые вдоль направления прокатки, образующихся при выпадании и вытравливании вкатанной окалины |
| Вкатанный кусок металла | Приварившийся кусок инородного металла к металлу основного материала |

Таблица Ж.2 – Примерный перечень отклонений поверхности сварных соединений, выявляемых при визуальном и измерительном контроле

| Тип дефекта | Характеристики дефекта |
|---|---|
| Несплошность | Обобщенное наименование трещин, отслоений, прожогов, свищей, пор, непроваров и включений |
| Трещина сварного соединения | Дефект сварного соединения в виде разрыва металла в сварном шве и/или прилегающих к нему зонах сварного соединения и основного металла |
| Продольная трещина сварного соединения | Трещина сварного соединения, ориентированная вдоль оси сварного шва |
| Поперечная трещина сварного соединения | Трещина сварного соединения, ориентированная поперек оси сварного шва |

*Окончание таблицы Ж.2*

| Тип дефекта | Характеристики дефекта |
|---|---|
| Разветвленная трещина сварного соединения. Разветвленная трещина | Трещина сварного соединения, имеющая ответвления в различных направлениях или группа соединенных трещин, отходящих от одной общей трещины |
| Радиальная трещина | Несколько трещин разного направления, исходящих из одной точки (могут располагаться в металле сварного шва, в зоне термического влияния, в основном металле) |
| Кратерная трещина. Трещина в кратере | Трещина (продольная, поперечная, разветвленная) в кратере валика (слоя) сварного шва |
| Отслоение | Дефект в виде нарушения сплошности сплавления наплавленного металла с основным металлом |
| Кратер. Усадочная раковина сварного шва | Дефект в виде полости/впадины, образовавшийся при усадке расплавленного металла при затвердевании (располагается, как правило, в местах обрыва дуги или окончания сварки) |
| Свищ в сварном шве | Дефект в виде воронкообразного/трубчатого углубления в сварном шве |
| Подрез | Острые конусообразные углубления на границе поверхности сварного шва с основным металлом |
| Брызги металла | Дефект в виде затвердевших капель расплавленного металла на поверхности сваренных или наплавленных деталей с образованием или без образования кристаллической связи с основным металлом |
| Углубление (западание) между валиками шва | Продольная впадина между двумя соседними валиками (слоями) шва (оценивается по максимальной глубине) |
| Чешуйчатость сварного шва | Поперечные или округлые (при автоматической сварке под флюсом – удлиненно-округлые) углубления на поверхности валика, образовавшиеся вследствие неравномерности затвердевания металла сварочной ванны (оценивается по максимальной глубине) |
| Превышение усиления сварного шва | Избыток наплавленного металла на лицевой стороне (сторонах) стыкового шва |
| Превышение выпуклости | Избыток наплавленного металла на лицевой стороне углового шва |
| Неправильный профиль сварного шва | Слишком малый угол (а) между поверхностью основного металла и плоскостью касательной к поверхности сварного шва |
| Наплыв | Дефект в виде металла, натекшего в процессе сварки (наплавки) на поверхность сваренных (наплавленных) деталей или ранее выполненных валиков и несплавившегося с ними |
| Перелом осей деталей. Угловое смещение | Смещение между двумя свариваемыми деталями, при котором их плоские поверхности не параллельны (или не направлены под определенным углом) |
| Не полностью заполненная разделка кромок | Продольная непрерывная или прерывистая вогнутость на поверхности сварного шва из–за недостаточности присадочного металла |
| Асимметрия углового шва | Несоответствие фактического значения катета шва проектному значению |
| Неравномерная ширина шва | Чрезмерное колебание ширины шва |
| Неравномерная поверхность шва | Чрезмерная неровность наружной поверхности шва |
| Плохое возобновление шва | Местная неровность поверхности в месте возобновления сварки |

# Приложение И

(рекомендуемое)

## Форма протокола функционального контроля пункта редуцирования газа

**ПРОТОКОЛ №___**
**ФУНКЦИОНАЛЬНОГО КОНТРОЛЯ ПУНКТА РЕДУЦИРОВАНИЯ ГАЗА**

_____
(наименование организации, проводящей контроль)

«___» _____20___ г. Срок хранения:

«Согласовано»
Технический руководитель
эксплуатационной организации
_____
(наименование эксплуатационной организации)
_____ / _____/
инициалы, фамилия подпись
«___»_____20__г.
дата

«Утверждаю»
Владелец ПРГ
_____ / _____/
инициалы, фамилия подпись
«___»_____20__г.
дата

Дата проведения функционального контроля ПРГ _____

Адрес расположения ПРГ _____
№ лицензии территориального органа исполнительной власти, осуществляющего функции по контролю (надзору) в сфере промышленной безопасности _____

Объект контроля _____

Измерительный инструмент _____

| Элементы объекта контроля | Действительные рабочие параметры | | Характер обнаруженных неисправностей и дефектов | Меры по устранению неисправностей и дефектов |
|---|---|---|---|---|
| | Наименование технологического процесса, ед. изм. | Фактическое значение технологического процесса | | |
| | | | | |

**В результате проведенной функциональной диагностики ПРГ установлено:**_____

Руководитель работ _____ / _____ /
Инициалы, фамилия подпись

Состав экспертной комиссии _____ / _____ /
Инициалы, фамилия подпись
_____ / _____ /
Инициалы, фамилия подпись
_____ / _____ /
Инициалы, фамилия подпись
_____ / _____ /
Инициалы, фамилия подпись

# Приложение К

(рекомендуемое)

## Форма протокола ультразвуковой толщинометрии элементов пункта редуцирования газа

**ПРОТОКОЛ №___**
**УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ТОЛЩИНОМЕТРИИ ЭЛЕМЕНТОВ ПУНКТА РЕДУЦИРОВАНИЯ ГАЗА**

_____
(наименование организации, проводящей толщинометрию)

«___» _____20___ г. Срок хранения:

«Согласовано»
Технический руководитель
эксплуатационной организации
_____
(наименование эксплуатационной организации)
_____ / _____/
инициалы, фамилия подпись
«___»_____20__г.
дата

«Утверждаю»
Владелец ПРГ
_____ / _____/
инициалы, фамилия подпись
«___»_____20__г.
дата

Дата проведения ультразвуковой толщинометрии элементов ПРГ _____

Адрес расположения ПРГ _____
№ лицензии территориального органа исполнительной власти, осуществляющего функции по контролю (надзору) в сфере промышленной безопасности _____

Объект контроля _____

Измерительный инструмент _____

Результаты контроля:

| № сечения по схеме | Номер точки | Толщина стенки по чертежу | Толщина измеренная | Оценка качества |
|---|---|---|---|---|
| | | | | |
| | | | | |
| | | | | |

**В результате проведенной ультразвуковой толщинометрии ПРГ установлено:**_____

Руководитель работ _____ / _____ /
Инициалы, фамилия подпись

Состав экспертной комиссии _____ / _____ /
Инициалы, фамилия подпись
_____ / _____ /
Инициалы, фамилия подпись
_____ / _____ /
Инициалы, фамилия подпись
_____ / _____ /
Инициалы, фамилия подпись

# Приложение Л

(рекомендуемое)

## Форма протокола неразрушающего контроля сварных соединений

**ПРОТОКОЛ №___**
**НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ**

_____
(наименование организации, проводящей контроль)

«___» _____20___ г. Срок хранения:

«Согласовано»
Технический руководитель
эксплуатационной организации
_____
(наименование эксплуатационной организации)
_____ / _____/
инициалы, фамилия подпись
«___»_____20__г.
дата

«Утверждаю»
Владелец ПРГ
_____ / _____/
инициалы, фамилия подпись
«___»_____20__г.
дата

Результаты проверки

| № стыка по сварочной схеме | Номер снимка | Размер снимка, мм | Чувствительность контроля, мм | Обнаруженные дефекты, мм | Приемлемость |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |

Руководитель работ _____ / _____ /
Инициалы, фамилия подпись

Состав экспертной комиссии _____ / _____ /
Инициалы, фамилия подпись
_____ / _____ /
Инициалы, фамилия подпись
_____ / _____ /
Инициалы, фамилия подпись
_____ / _____ /
Инициалы, фамилия подпись

# Приложение М

(рекомендуемое)

## Сводная таблица категорий потребителей, снабжаемых газом от оцениваемого пункта редуцирования газа

Таблица М.1 – Сводная таблица категорий потребителей, снабжаемых газом от оцениваемого пункта редуцирования газа

| Индекс категории потребителя | Наименование категории | Наименование потребителя | Коэффициент ответственности потребителя ($К_{нi}$) | Объем потребления природного газа при текущем техническом состоянии, $м^3/ч$ | Суммарный объем потребления природного газа при текущем техническом состоянии, $м^3/ч$ ($Q_i$) | Объем потребления природного газа в начале эксплуатации, $м^3/ч$ | Суммарный объем потребления природного газа в начале эксплуатации, $м^3/ч$ ($Q_i^0$) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| I | Военный комплекс, безопасность государства, теплоэлектроцентрали, государственные районные электростанции, крупные районные котельные с потреблением газа свыше 30 тыс. $м^3/ч$ | | 2 | | | | |
| II | Предприятия с непрерывным производственным процессом, прочие потребители, требующие бесперебойной подачи природного газа, не относящиеся к I категории | | 1,75 | | | | |
| III | Объекты социального назначения, не относящиеся к I и II категориям | | 1,5 | | | | |
| IV | Прочие потребители, не относящиеся к I, II и III категориям | | 1 | | | | |

# Приложение Н
(рекомендуемое)

## Сводные таблицы для определения вероятностей отказов пункта редуцирования газа

Н.1 Значения вероятности отказа ПРГ в начале эксплуатации и при текущем техническом состоянии ПРГ за установленный период времени определяется в соответствии с таблицей Н.1.

Таблица Н.1 – Значения вероятности отказа пункта редуцирования газа в начале эксплуатации и при текущем техническом состоянии

| Средний срок службы (срок эксплуатации, указанный в проектной документации), лет (t) | Вероятность отказа ПРГ в начале эксплуатации ($q^0$) | Вероятность отказа ПРГ при текущем техническом состоянии при $k_в$=2 (q) | Вероятность отказа ПРГ при текущем техническом состоянии при $k_в$=3 (q) |
|---|---|---|---|
| 1 | 0,032 | 0,062 | 0,092 |
| 2 | 0,062 | 0,121 | 0,175 |
| 3 | 0,092 | 0,175 | 0,251 |
| 4 | 0,121 | 0,227 | 0,320 |
| 5 | 0,149 | 0,275 | 0,383 |
| 6 | 0,175 | 0,320 | 0,439 |
| 7 | 0,202 | 0,363 | 0,491 |
| 8 | 0,227 | 0,402 | 0,538 |
| 9 | 0,251 | 0,439 | 0,580 |
| 10 | 0,275 | 0,474 | 0,619 |
| 11 | 0,298 | 0,507 | 0,654 |
| 12 | 0,320 | 0,538 | 0,686 |
| 13 | 0,342 | 0,567 | 0,715 |
| 14 | 0,363 | 0,594 | 0,741 |
| 15 | 0,383 | 0,619 | 0,765 |
| 16 | 0,402 | 0,643 | 0,786 |
| 17 | 0,421 | 0,665 | 0,806 |
| 18 | 0,439 | 0,686 | 0,824 |
| 19 | 0,457 | 0,705 | 0,840 |
| 20 | 0,474 | 0,724 | 0,855 |
| 21 | 0,491 | 0,741 | 0,868 |
| 22 | 0,507 | 0,757 | 0,880 |
| 23 | 0,523 | 0,772 | 0,891 |
| 24 | 0,538 | 0,786 | 0,901 |

*Окончание таблицы Н.1*

| Средний срок службы (срок эксплуатации, указанный в проектной документации), лет (t) | Вероятность отказа ПРГ в начале эксплуатации ($q^0$) | Вероятность отказа ПРГ при текущем техническом состоянии при $k_в$=2 (q) | Вероятность отказа ПРГ при текущем техническом состоянии при $k_в$=3 (q) |
|---|---|---|---|
| 25 | 0,552 | 0,800 | 0,910 |
| 26 | 0,567 | 0,812 | 0,919 |
| 27 | 0,580 | 0,824 | 0,926 |
| 28 | 0,594 | 0,835 | 0,933 |
| 29 | 0,606 | 0,845 | 0,939 |
| 30 | 0,619 | 0,855 | 0,945 |
| 31 | 0,631 | 0,864 | 0,950 |
| 32 | 0,643 | 0,872 | 0,954 |
| 33 | 0,654 | 0,880 | 0,959 |
| 34 | 0,665 | 0,888 | 0,962 |
| 35 | 0,676 | 0,895 | 0,966 |
| 36 | 0,686 | 0,901 | 0,969 |
| 37 | 0,696 | 0,907 | 0,972 |
| 38 | 0,705 | 0,913 | 0,974 |
| 39 | 0,715 | 0,919 | 0,977 |
| 40 | 0,724 | 0,924 | 0,979 |
| 41 | 0,732 | 0,928 | 0,981 |
| 42 | 0,741 | 0,933 | 0,983 |
| 43 | 0,749 | 0,937 | 0,984 |
| 44 | 0,757 | 0,941 | 0,986 |
| 45 | 0,765 | 0,945 | 0,987 |
| 46 | 0,772 | 0,948 | 0,988 |
| 47 | 0,779 | 0,951 | 0,989 |
| 48 | 0,786 | 0,954 | 0,990 |
| 49 | 0,793 | 0,957 | 0,991 |
| 50 | 0,800 | 0,960 | 0,992 |

# Приложение П
(рекомендуемое)

## Методика расчета времени восстановления требуемых рабочих параметров в сети газораспределения после отказа пункта редуцирования газа

П.1 Время восстановления требуемых рабочих параметров в сети газораспределения после отказа ПРГ $T_в$, ч, рассчитывается по формуле

$$T_в = T_{путь} + T^{ср}_{рем} + T_{пуск}, \quad (П.1)$$

где $T_{путь}$ – время доставки ремонтной бригады до ПРГ, ч;

$T^{ср}_{рем}$ – средняя продолжительность ремонта ПРГ, ч;

$T_{пуск}$ – средняя продолжительность времени от момента открытия запорной арматуры до и после ремонтируемого ПРГ после проведения ремонтных работ по устранению отказа до момента восстановления требуемых параметров транспортируемого газа у потребителей, ч.

П.2 Время доставки ремонтной бригады до ПРГ рассчитывается по формуле

$$T_{путь} = T_{км} \cdot L, \quad (П.2)$$

где $T_{км}$ – время доставки ремонтной бригады на расстояние 1 км от ремонтной базы, ч/км;

L – расстояние от ремонтной базы до ПРГ, км.

П.3 Время доставки ремонтной бригады на расстояние 1 км от ремонтной базы рассчитывается как усредненное время, затрачиваемое на доставку ремонтной бригады до ремонтируемого объекта на основании статистических данных эксплуатационной организации, приведенное к расстоянию, равному 1 км. В случае отсутствия статистических данных, значение Ткм принимается равным 0,085ч/км.

П.4 Средняя продолжительность ремонта ПРГ определяется на основании статистических данных эксплуатационной организации, путем вычисления

среднего значения продолжительности проведения ремонтных работ по каждому элементу ПРГ по формуле

$$T_{рем}^{ср} = \frac{\sum_i T_{ремi}}{m}, \qquad (П.3)$$

где $T_{ремi}$ – время ремонта каждого элемента ПРГ, ч;

$m$ – количество элементов ПРГ, шт.

П.5 Средняя продолжительность времени от момента открытия запорной арматуры до и после ремонтируемого ПРГ после проведения ремонтных работ по устранению отказа до момента восстановления требуемых параметров транспортируемого газа у потребителей определяется на основании статистических данных эксплуатационной организации по формуле

$$T_{пуск} = \frac{\sum_i T_{пускi}}{n}, \qquad (П.4)$$

где $T_{пускi}$ – время проведения работ по восстановлению требуемых параметров транспортируемого газа у потребителей, ч;

$n$ – количество проведенных работ по восстановлению требуемых параметров транспортируемого газа у потребителей, шт.

# Приложение Р
(справочное)

## Пример расчета величины риска и установления его приемлемости

Р.1 Для иллюстрации примера расчета среднего срока службы ПРГ при проведении капитального ремонта выбран ПРГ, выполненный по типовому проектному решению 905–01–1 «Пункты газорегуляторные отдельно стоящие для снижения давления газа» Выпуск 2. Технологическая линия с регулятором РДУК–2–50 с учетом расхода газа, разработанного институтом «МосгазНИИпроект» от 26.06.1980 г.

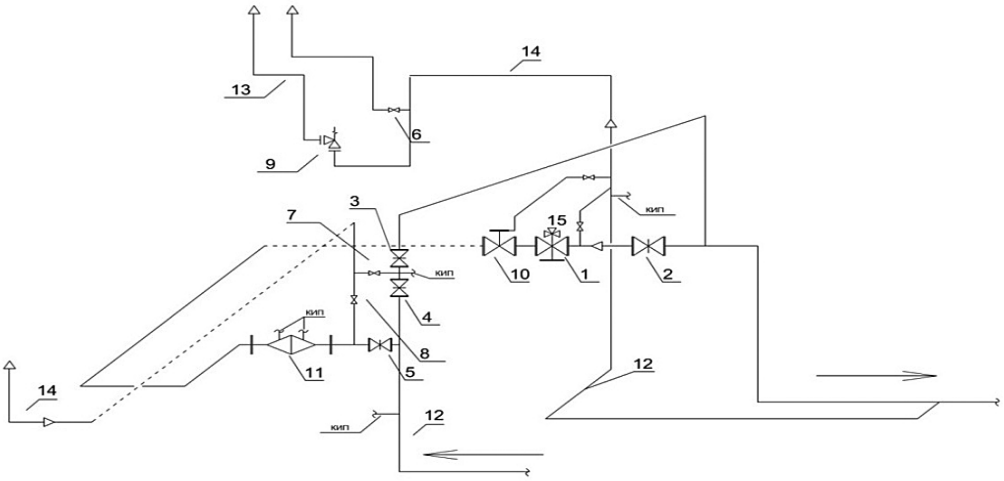
Р.2 Расчетный максимум потребления составляет 4300 м$^3$/ч. Сводная таблица категорий потребителей, снабжаемых газом от оцениваемого ПРГ, с требуемыми исходными данными для расчета вероятностного ущерба при отказе ПРГ приведена в таблице Р.1. Данные об объеме транспортируемого через ПРГ газа (расчетном максимуме) в начале эксплуатации отсутствуют и значение данной величины будет принято в соответствии с 10.10 равным объему транспортируемого через ПРГ газа (расчетному максимуму) при текущем техническом состоянии. Стоимость 1м$^3$/ч не поставленного газа для каждой категории потребителей принята равной 1руб./м$^3$.

Р.3 Технологическая схема ПРГ, для которого произведен пример расчета риска отказа, приведена на рисунке Р.1. Схемы размещения контрольной арматуры и контрольно-измерительных приборов приведены на рисунках Р.2 и Р.3 соответственно.

Р.4 Средний срок службы, установленный производителем – 30 лет. Статистические данные о времени проведения ремонтно-восстановительных работ и времени доставки ремонтной бригады до оцениваемого ПРГ отсутствуют, и в качестве суммарного значения соответствующих данных в соответствии с 10.6 будет принято значение равное 5 ч.

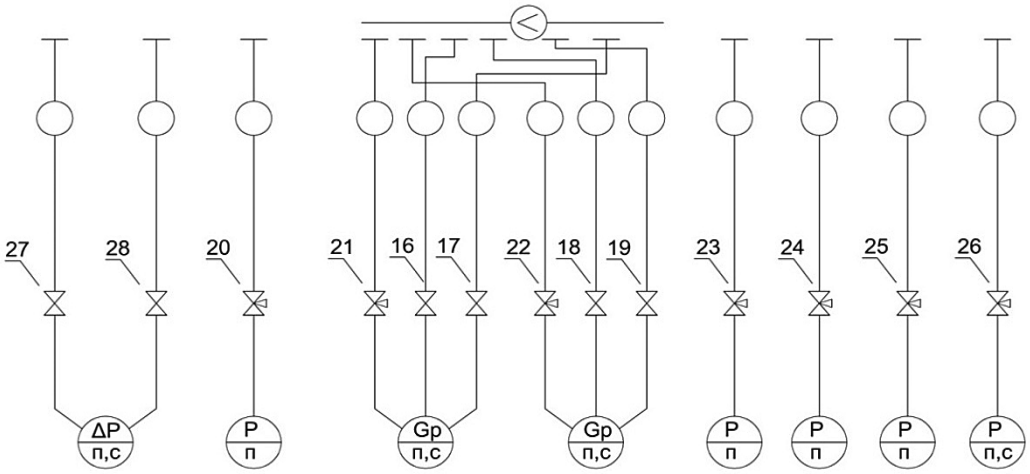
Таблица Р.1 – Сводная таблица категорий потребителей, снабжаемых газом от оцениваемого пункта редуцирования газа

| Индекс категории потребителя | Наименование категории | Наименование потребителя | Коэффициент ответственности потребителя ($K_{нi}$) | Объем потребления природного газа при текущем техническом состоянии, м$^3$/ч ($Q_i$) |
|---|---|---|---|---|
| I | Военный комплекс, безопасность государства, ТЭЦ, ГРЭС, крупные районные котельные с потреблением газа свыше 30 тыс. м$^3$/ч | Военная часть В/ч №123221 | 2 | 1500 |
| II | Предприятия с непрерывным производственным процессом, прочие потребители, требующие бесперебойной подачи природного газа, не относящиеся к I категории | – | 1,75 | – |
| III | Объекты социального назначения, не относящиеся к I и II категориям | Районная больница №3 | 1,5 | 800 |
| IV | Прочие потребители, не относящиеся к I, II и III категориям | Горячее водоснабжение и отопление населения | 1 | 2000 |



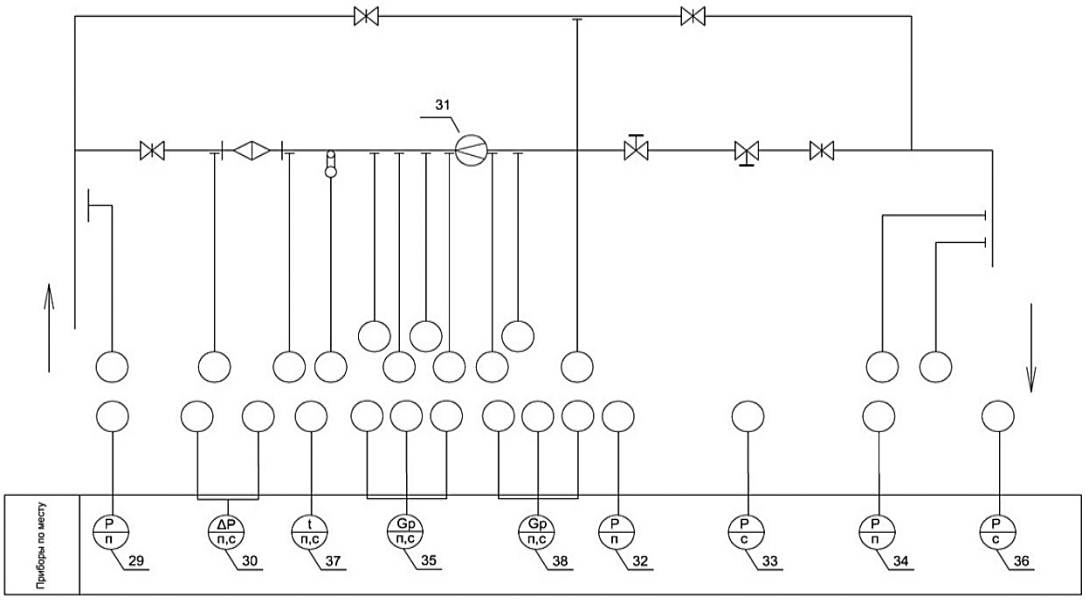

1 – регулятор давления универсальный РДУК2–50 Ду 50; 2 – задвижка клиновая с выдвижным шпинделем фланцевая ЗКЛ2–16 Ду 150; 3 – задвижка клиновая с выдвижным шпинделем фланцевая ЗКЛ2–16 Ду 50; 4 – задвижка клиновая с выдвижным шпинделем фланцевая ЗКЛ2–16 Ду 50; 5 – задвижка клиновая с выдвижным шпинделем фланцевая ЗКЛ2–16 Ду 50; 6 – кран пробковый проходной сальниковый муфтовый 11ч6бк Ду 20; 7 – кран пробковый проходной сальниковый фланцевый 11ч8бк Ду 50; 8 – кран пробковый проходной сальниковый фланцевый 11ч8бк Ду 50; 9 – предохранительный пружинный клапан; 10 – малогабаритный предохранительный клапан ПКН–50 Ду 50; 11 – фильтр газовый Ду 50; 12 – стальной газопровод; 13 – стальной газопровод; 14 – стальной газопровод; 15 – обвязка регулятора.

Рисунок Р.1 – Технологическая схема пункта редуцирования газа




16 – клапан игольчатый ВИ–160 Ду 15; 17 – вентиль игольчатый ВИ–160 Ду 15; 18 – клапан игольчатый ВИ–160 Ду 15; 19 – вентиль игольчатый ВИ–160 Ду 15; 20 – кран трехходовой муфтовый 14М1–16 Ду 15; 21 – кран трехходовой муфтовый 14М1–16 Ду 15; 22 – кран трехходовой муфтовый 14М1–16 Ду 15; 23 – кран трехходовой муфтовый 14М1–16 Ду 15; 24 – кран трехходовой муфтовый 14М1–16 Ду 15; 25 – кран трехходовой муфтовый 14М1–16 Ду 15; 26 – кран трехходовой муфтовый 14М1–16 Ду 15; 27 – клапан запорный цапковый 15С11бк Ду 10; 28 – клапан запорный цапковый 15С11бк Ду 10.

Рисунок Р.2 – Схема размещения контрольной арматуры




29 – манометр ОБМ1–160; 30 – дифманометр сильфонный самопишущий ДСС–710; 31 – диафрагма камерная для трубопровода; 32 – манометр ОБМ1–160; 33 – напоромер мембранный НМП–52; 34 – напоромер мембранный НМП–52; 35 – дифманометр сильфонный самопишущий ДСС–734; 36 – напоромер сильфонный НС–712; 37 – термометр манометрический самопишущий жидкостный ТЖС–712; 38 – дифманометр сильфонный самопишущий ДСС–734.

Рисунок Р.3 – Схема размещения контрольно-измерительных приборов

Р.5 Исходные данные для определения вероятности отказа ПРГ при текущем техническом состоянии приведены в части показателя «Контроль технического состояния ($К^{КТС}$)» таблицы Р.2. В качестве примера, в данный столбец внесены значения от единицы до трех, соответствующие возможным дефектам и отклонениям, несоответствиям и т.п., которые могут быть зафиксированы для каждого элемента ПРГ при проведении процедуры контроля технического состояния в рамках оценки технического состояния ПРГ. Соответствующие отклонения, выбранные для примера, приведены в части показателя «Выявленные отклонения при контроле технического состояния» таблицы Р.2. Значения критичности отказа устанавливаются для типовых групп, в которую входят элементы ПРГ в соответствии с таблицей Д.1 (приложение Д).

Р.5.1 Итоговый балл ПРГ при текущем техническом состоянии в соответствии с таблицей Р.2 будет равен:

$$I_{прг} = \sum_{ij} K_j^{Э} \cdot K_i^{КТС} = 3\cdot 0{,}9+11\cdot 0{,}3+1\cdot 0{,}85+1\cdot 1+3\cdot 0{,}8+2\cdot 0{,}1+2\cdot 0{,}1+1\cdot 0{,}05+1\cdot 0{,}6+ +15\cdot 0{,}4+12\cdot 0{,}4 = 22{,}1 \qquad (Р.1)$$

Р.5.2 Итоговый балл ПРГ в начале эксплуатации в соответствии с 10.4 будет равен:

$$I^0_{прг} = \sum_{ij} K_j^{Э} \cdot m_i = 0{,}9\cdot 1+0{,}3\cdot 7+0{,}85\cdot 1+1\cdot 1+0{,}8\cdot 1+0{,}1\cdot 1+0{,}1\cdot 1+0{,}05\cdot 1+ +0{,}6\cdot 1+0{,}4\cdot 13+0{,}4\cdot 10 = 15{,}7 \qquad (Р.2)$$

Р.5.3 Сравнивая значения итогового балла ПРГ при текущем техническом состоянии и в начале эксплуатации, получим:

$$\frac{I_{прг}}{I^0_{прг}} = 1{,}407 \qquad (Р.3)$$

Исходя из данного соотношения, в соответствии с 10.2, определяется значение коэффициента приведения вероятности отказа ПРГ, который будет равен 3.

Р.5.4 Значение вероятности отказа ПРГ при текущем техническом состоянии определяется в соответствии с таблицей Н.1 (приложение Н) при значении

коэффициента приведения вероятности, определяемым в соответствии с Р.5.3. В данном примере, значение вероятности отказа ПРГ при текущем техническом состоянии для срока службы 30 лет будет равно 0,945.

Р.5.5 Значение вероятности отказа ПРГ в начале эксплуатации определяется в соответствии с таблицей Н.1 (приложение Н) при установленном сроке службы 30 лет. В расчетном примере, значение вероятности отказа ПРГ в начале эксплуатации будет равно 0,619.

Р.5.6 Вероятностный ущерб при отказе ПРГ при текущем техническом состоянии в соответствии с 10.6 по данным, приведенным в таблице Р.1 в соответствии с допущениями, принятыми в Р.2 и Р.4. будет равен:

$$\Delta U = \sum_{i=I}^{i=IV} Q_i^{п} \cdot S_i \cdot T_B + R = (1500 \cdot 2 \cdot 1 + 800 \cdot 1{,}5 \cdot 1 + 2000 \cdot 1 \cdot 1) \cdot 5 + 0 = 31000 \text{ руб.} \quad (Р.4)$$

Р.5.7 Приведенный объем недопоставки газа, транспортируемого через ПРГ для каждой категории потребителей в начале эксплуатации в соответствии с 10.10 принимается равным приведенному объему недопоставки газа при отказе ПРГ при текущем техническом состоянии и будет равен:

$$Q_i^{п} = Q_i^{п0} = Q_i \cdot k_{нi} = 1500 \cdot 2 + 800 \cdot 1{,}5 + 2000 \cdot 1 = 6200 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (Р.5)$$

При этом, вероятностный ущерб при отказе ПРГ в начале эксплуатации будет совпадать с вероятностным ущербом при текущем техническом состоянии и будет равен:

$$\Delta U^0 = \sum_{i=I}^{i=IV} Q_i^{п0} \cdot S_i^{п0} \cdot T_B + R = (1500 \cdot 2 \cdot 1 + 800 \cdot 1{,}5 \cdot 1 + 2000 \cdot 1 \cdot 1) \cdot 5 + 0 = 31000 \text{ руб.} \quad (Р.6)$$

Р.5.8 Риск отказа ПРГ при текущем техническом состоянии рассчитывается в соответствии с 11.3 и будет равен:

$$C(t) = q \cdot \Delta U = 0{,}945 \cdot 31000 = 29295 \text{ руб.} \quad (Р.7)$$

Р.5.9 Риск отказа ПРГ в начале эксплуатации рассчитывается в соответствии с 11.4 и будет равен:

$$C_0 = q^0 \cdot \Delta U^0 = 0{,}619 \cdot 31000 = 19189 \text{ руб.} \quad (Р.8)$$

Таблица Р.2 – Сводная таблица оценки технического состояния пункта редуцирования газа

| № | Типовая группа элементов | Наименование элемента | Критичность отказа ($К_j^Э$) | Контроль технического состояния ($К^{КТС}$) | Выявленные отклонения при контроле технического состояния | Соответствие проектной документации |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Редукционная арматура | Регулятор давления универсальный РДУК2-50 Ду 50 | 0,9 | 3 | Трещина на корпусе | Соответствует |
| 2 | Запорная арматура | Задвижка клиновая с выдвижным шпинделем фланцевая ЗКЛ 2-16 Ду 150 | 0,3 | 2 | Отклонение соосности фланцев 1 мм | Соответствует |
| 3 | | Задвижка клиновая с выдвижным шпинделем фланцевая ЗКЛ2-16 Ду 50 | | 3 | Механическое повреждение привода | Соответствует |
| 4 | | Задвижка клиновая с выдвижным шпинделем фланцевая ЗКЛ2-16 Ду 50 | | 1 | - | Соответствует |
| 5 | | Задвижка клиновая с выдвижным шпинделем фланцевая ЗКЛ2-16 Ду 50 | | 1 | - | Соответствует |
| 6 | | Кран пробковый проходной сальниковый муфтовый 11ч6бк Ду 20 | | 1 | - | Соответствует |
| 7 | | Кран пробковый проходной сальниковый фланцевый 11ч8бк Ду 50 | | 1 | - | Соответствует |
| 8 | | Кран пробковый проходной сальниковый фланцевый11ч8бк Ду 50 | | 2 | Трещина уплотнительной прокладки фланца | Соответствует |
| 9 | Предохранительная арматура | Предохранительный пружинный клапан | 0,85 | 1 | - | Соответствует |
| 10 | Защитная арматура | Малогабаритный предохранительный клапан ПКН-50 | 1 | 1 | - | Соответствует |
| 11 | Фильтр | Фильтр газовый Ду 50 | 0,8 | 3 | Недопустимый перепад давления (загрязнение фильтрующего элемента) | Соответствует |
| 12 | Трубопровод основной (и резервной линии редуцирования) | Стальной газопровод | 0,1 | 2 | Нарушение лакокрасочного покрытия | Соответствует |
| 13 | Трубопровод сбросной | Стальной газопровод | 0,1 | 2 | Отклонение трубопровода от вертикали 1,3 мм на один метр длины | Соответствует |
| 14 | Трубопровод продувочный | Стальной газопровод | 0,05 | 1 | - | Соответствует |
| 15 | Трубопровод импульсный | Обвязка регулятора | 0,6 | 1 | - | Соответствует |

*Окончание таблицы Р.2*

| № | Типовая группа элементов | Наименование элемента | Критичность отказа ($К_j^Э$) | Контроль технического состояния ($К^{КТС}$) | Выявленные отклонения при контроле технического состояния | Соответствие проектной документации |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 16 | Контрольная арматура | Клапан (вентиль) игольчатый ВИ-160 Ду 15 | 0,4 | 1 | - | Соответствует |
| 17 | | Клапан (вентиль) игольчатый ВИ-160 Ду 15 | | 1 | - | Соответствует |
| 18 | | Клапан (вентиль) игольчатый ВИ-160 Ду 15 | | 1 | - | Соответствует |
| 19 | | Клапан (вентиль) игольчатый ВИ-160 Ду 15 | | 1 | - | Соответствует |
| 20 | | Кран трехходовой муфтовый 14М1-16 Ду 15 | | 1 | - | Соответствует |
| 21 | | Кран трехходовой муфтовый 14М1-16 Ду 15 | | 1 | - | Соответствует |
| 22 | | Кран трехходовой муфтовый 14М1-16 Ду 15 | | 1 | - | Соответствует |
| 23 | | Кран трехходовой муфтовый 14М1-16 Ду 15 | | 1 | - | Соответствует |
| 24 | | Кран трехходовой муфтовый 14М1-16 Ду 15 | | 1 | - | Соответствует |
| 25 | | Кран трехходовой муфтовый 14М1-16 Ду 15 | | 1 | - | Соответствует |
| 26 | | Кран трехходовой муфтовый 14М1-16 Ду 15 | | 1 | - | Соответствует |
| 27 | | Клапан запорный цапковый 15С11бк Ду 10 | | 3 | Утечка в резьбовом соединении | Соответствует |
| 28 | | Клапан запорный цапковый 15С11бк Ду 10 | | 1 | - | Соответствует |
| 29 | Контрольно-измерительные приборы | Манометр ОБМ1-160 | 0,4 | 3 | Повреждение корпуса | Соответствует |
| 30 | | Дифманометр сильфонный самопишущий ДСС-710 | | 1 | - | Соответствует |
| 31 | | Диафрагма камерная для трубопровода | | 1 | - | Соответствует |
| 32 | | Манометр ОБМ1-160 | | 1 | - | Соответствует |
| 33 | | Напоромер мембранный НМП-52 | | 1 | - | Соответствует |
| 34 | | Напоромер мембранный НМП-52 | | 1 | - | Соответствует |
| 35 | | Дифманометр сильфонный самопишущий ДСС-734 | | 1 | - | Соответствует |
| 36 | | Напоромер сильфонный НС-712 | | 1 | - | Соответствует |
| 37 | | Термометр манометрический самопишущий жидкостный ТЖС-712 | | 1 | - | Соответствует |
| 38 | | Дифманометр сильфонный самопишущий ДСС-734 | | 1 | - | Соответствует |
| 39 | Автоматизированная система управления технологическим процессом | - | 0,3 | - | - | - |
| 40 | Газопровод к газопотребляющему оборудованию | - | 0,1 | - | - | - |

Р.5.10 Приемлемость риска оцениваемого ПРГ определяется в соответствии с 11.5 при сравнении расчетной величины риска отказа оцениваемого ПРГ с учетом его текущего технического состояния и риска отказа ПРГ в начале эксплуатации. Сравнивая расчетные величины, полученные в Р.5.8 и Р.5.9, получим, что величина риска при текущем техническом состоянии будет больше величины риска в начале эксплуатации в 1,53 раза:

$$\frac{C(t)}{C_0} = 1{,}5267 \qquad (Р.9)$$

Р.5.11 В соответствии с 11.6 данный риск отказа ПРГ будет неприемлемым. Расчетные значения показателей риска заносятся в таблицу Р.3.

Таблица Р.3 – Сводная таблица показателей риска отказа ПРГ

| Показатель риска | Значение |
|---|---|
| Средний срок службы (срок эксплуатации, установленный при проектировании), лет (t) | 30 |
| Итоговый балл ПРГ в начале эксплуатации ($I^0_{прг}$) | 15,7 |
| Итоговый балл ПРГ при текущем техническом состоянии ($I_{прг}$) | 22,1 |
| Коэффициент приведения вероятности отказа ($k_в$) | 3 |
| Вероятность отказа ПРГ в начале эксплуатации ($q^0$) | 0,619 |
| Вероятность отказа ПРГ при текущем техническом состоянии (q) | 0,945 |
| Вероятностный ущерб при отказе ПРГ при текущем техническом состоянии, руб. ($\Delta U$) | 31000 |
| Вероятностный ущерб при отказе ПРГ при текущем техническом состоянии, руб. ($\Delta U^0$) | 31000 |
| Риск отказа ПРГ в начале эксплуатации, руб. ($C_0$) | 19189 |
| Риск отказа ПРГ при текущем техническом состоянии, руб. (C(t)) | 29295 |
| Соотношение для определения приемлемости риска ($C(t)/C_0$) | 1,53 |
| Приемлемость риска | Неприемлемый |

# Библиография


[1] Федеральный закон от 21 июля 1997 г. №116–ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»

[2] Технический регламент «О безопасности сетей газораспределения и газопотребления», утвержденный Постановлением Правительства Российской Федерации от 29 октября 2010 г. № 870

[3] СТО Газпром 2-2.3-351-2009 Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром»

[4] Руководящий документ Госгортехнадзора России РД 03–418–01 Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов

[5] Руководящий документ Госгортехнадзора России РД 03–606–03 Инструкция по визуальному и измерительному контролю

ОКС 75.180.20

**Ключевые слова:** пункты редуцирования газа, техническое состояние, оценка риска