

Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному  
надзору от 6 февраля 2017 г. N 48  
"Об утверждении Руководства по безопасности "Методика технического  
диагностирования пунктов редуцирования газа"

В целях содействия соблюдению требований промышленной безопасности  
приказываю:

Утвердить прилагаемое [Руководство](#) по безопасности "Методика технического  
диагностирования пунктов редуцирования газа".

Врио руководителя

А.Л. Рыбас

**Руководство по безопасности**  
**"Методика технического диагностирования пунктов редуцирования газа"**  
(утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 6 февраля 2017 г. N 48)

**I. Общие положения**

1. Руководство по безопасности "Методика технического диагностирования пунктов редуцирования газа" (далее - Руководство по безопасности) утверждено в целях содействия соблюдению требований **Федеральных норм и правил** в области промышленной безопасности "Правила проведения экспертизы промышленной безопасности", утвержденных **приказом** Ростехнадзора от 14 ноября 2013 г. N 538 (зарегистрирован Минюстом России 26 декабря 2013 г., регистрационный N 30855) (далее - Правила проведения экспертизы промышленной безопасности), **Федеральных норм и правил** в области промышленной безопасности "Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления", утвержденных **приказом** Ростехнадзора от 15 ноября 2013 г. N 542 (зарегистрирован Минюстом России 31 декабря 2013 г., регистрационный N 30929), **Технического регламента** о безопасности сетей газораспределения и газопотребления, утвержденного **постановлением** Правительства Российской Федерации от 29 октября 2010 г. N 870 (далее - Технический регламент).

2. Руководство по безопасности содержит общие рекомендации по проведению технического диагностирования пунктов редуцирования газа (далее - ПРГ), предназначенных для снижения давления газа и поддержания его в заданных пределах независимо от расхода газа в сетях газораспределения и газопотребления, предназначенных для транспортирования природного газа с избыточным давлением, определенным в **Техническом регламенте** (далее - техническое диагностирование ПРГ).

3. Положения Руководства по безопасности распространяются на следующие типы ПРГ:

размещенные в здании и имеющие собственные ограждающие конструкции (ГРП);

размещенные в блоке контейнерного типа (ГРПБ);

размещенные в шкафу из негорючих материалов (ГРПШ), в том числе размещенные ниже уровня поверхности земли;

не имеющие собственных ограждающих конструкций (ГРУ).

4. Для выполнения требований, указанных в **Правилах** проведения экспертизы промышленной безопасности, организации, выполняющие техническое диагностирование ПРГ, помимо способов (методов), рекомендованных в Руководстве по безопасности, могут использовать иные способы (методы) при их соответствующем обосновании.

5. В Руководстве по безопасности применяются термины и определения, а также список используемых сокращений, приведенные в **приложениях N 1 и 2** к настоящему Руководству по безопасности.

6. Положения Руководства по безопасности применяются для ПРГ, по которым транспортируется природный газ, соответствующий **ГОСТ 5542-2014** "Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия", с избыточным давлением, определенным в **Техническом регламенте**.

7. Техническое диагностирование ПРГ проводится с целью:

оценки фактического технического состояния ПРГ;  
выявления допустимости и условий продолжения дальнейшей безопасной эксплуатации ПРГ до прогнозируемого перехода в предельное состояние;  
определения остаточного срока службы (предельного срока эксплуатации) ПРГ.

8. Организация работ по техническому диагностированию ПРГ осуществляется организацией, выполняющей техническую эксплуатацию газопроводов (далее - эксплуатационная организация).

9. Проведение работ по техническому диагностированию ПРГ осуществляется организациями, имеющими в своем составе квалифицированный персонал и аттестованную лабораторию неразрушающего контроля, владеющими необходимым оборудованием для проведения указанных работ.

10. Техническое диагностирование выполняется в присутствии (при необходимости - с участием) работника(ов) эксплуатационной организации, назначаемого(ых) техническим руководителем эксплуатационной организации для выполнения данного вида работ.

11. Источниками исходных данных для оценки технического состояния ПРГ являются проектная, исполнительная документация и эксплуатационный паспорт ПРГ (далее - паспорт ПРГ).

12. Оценка технического состояния ПРГ осуществляется в соответствии с положениями настоящего Руководства по безопасности, документов на применяемые методы неразрушающего контроля, эксплуатационных документов на ПРГ и технические устройства, входящие в состав технологической части ПРГ.

13. В случае если обследование здания и сооружений ПРГ, в том числе сетей инженерно-технического обеспечения и их элементов, проводится одновременно с техническим диагностированием ПРГ, оно осуществляется учетом [ГОСТ 31937-2011](#) "Здания и сооружения. Правила обследования и мониторинга технического состояния".

14. Результаты технического диагностирования ПРГ используются для оценки их фактического состояния при проведении экспертизы промышленной безопасности ПРГ.

## **II. Основания и сроки проведения технического диагностирования ПРГ**

15. Основанием проведения технического диагностирования ПРГ являются положения нормативных правовых актов Российской Федерации в области технического регулирования и промышленной безопасности, устанавливающие требования по проведению технического диагностирования и к объекту технического диагностирования.

16. Техническое диагностирование ПРГ проводится в случаях:  
истечения срока службы (продолжительности эксплуатации) ПРГ, установленного в проектной документации;

при отсутствии в технической документации данных о сроке службы ПРГ, если фактический срок его службы превышает двадцать лет;

после проведения работ, связанных с изменением конструкции, заменой материала несущих элементов ПРГ, либо восстановительного ремонта после аварии или инцидента на ПРГ, в результате которых ПРГ был поврежден;

по решению эксплуатационной организации.

## **III. Этапы технического диагностирования**

17. Техническое диагностирование ПРГ состоит из следующих основных этапов:

- анализ технической документации;
- разработка и утверждение программы технического диагностирования ПРГ;
- контроль технического состояния;
- анализ технического состояния;
- принятие решения о возможности дальнейшей эксплуатации;
- определение остаточного ресурса (срока службы);
- оформление результатов технического диагностирования.

18. Перечень и объем работ по техническому диагностированию ПРГ определяются индивидуально для каждого конкретного объекта.

#### **IV. Анализ технической документации**

19. При техническом диагностировании ПРГ анализируется техническая документация на ПРГ, в том числе эксплуатационная документация на технические устройства, входящие в состав его технологической части.

- Анализ технической документации выполняется для получения информации о:
- соответствии наименований и характеристик технических устройств, заявленным в эксплуатационном паспорте;
  - соответствии фактической технологической схемы ПРГ проектной;
  - дате ввода ПРГ в эксплуатацию (для ГРП также о датах ввода в эксплуатацию технических устройств, входящих в состав его технологической части);
  - сроке поверки средств измерения;
  - неисправностях и проведенных ремонтах;
  - режимах работы в процессе эксплуатации ПРГ.

20. В случае отсутствия принципиальной схемы ПРГ, она составляется при техническом диагностировании ПРГ.

21. По результатам анализа технической документации составляется протокол, рекомендуемый образец которого приведен в [приложении N 3](#) к настоящему Руководству по безопасности.

- В протоколе анализа технической документации указываются:
- перечень проанализированной документации;
  - перечень технических устройств и элементов, их технические характеристики и параметры;
  - режимы работы и условия эксплуатации ПРГ, перечень неисправностей, проведенных ремонтов;
  - предложения по контролю технического состояния ПРГ;
  - выводы и рекомендации о возможностях безопасной эксплуатации ПРГ.

#### **V. Разработка и утверждение программы технического диагностирования ПРГ**

22. Выполнение работ по техническому диагностированию ПРГ проводится по программе технического диагностирования ПРГ, разработанной в соответствии с требованиями документов в области промышленной безопасности, технического регулирования и стандартизации в части порядка выполнения отдельных видов работ (выполняемых при техническом диагностировании ПРГ).

23. Программа технического диагностирования ПРГ разрабатывается

организацией, выполняющей техническое диагностирование ПРГ, утверждается эксплуатационной организацией и собственником ПРГ.

Типовая программа проведения технического диагностирования ПРГ приведена в [приложении N 4](#) к настоящему Руководству по безопасности.

## VI. Контроль технического состояния

24. Контроль технического состояния ПРГ проводится с целью получения информации о фактическом техническом состоянии, наличии неисправностей, обеспечении безопасной эксплуатации ПРГ.

25. Основными параметрами, определяющими техническое состояние ПРГ при контроле технического состояния, являются:

- работоспособность технических устройств;
- герметичность технических устройств и газопроводов;
- качество сварных соединений газопроводов;
- коррозионный и механический износ материалов;
- прочность технических устройств и газопроводов.

26. Контроль технического состояния включает в себя:

- визуальный и измерительный контроль;
- неразрушающий контроль сварных соединений;
- замер толщины стенок (ультразвуковую толщинометрию) газопроводов;
- проверку на герметичность;
- контроль функционирования.

27. Визуальный и измерительный контроль проводится в соответствии с [Инструкцией](#) по визуальному и измерительному контролю, утвержденной [постановлением](#) Госгортехнадзора Российской Федерации от 11 июня 2003 г. N 92 (РД 03-606-03) (зарегистрировано Минюстом России 20 июня 2003 г., регистрационный N 4782) (далее - РД 03-606-03).

28. Визуальный контроль технических устройств, газопроводов и сварных соединений в составе ПРГ выполняется с целью подтверждения отсутствия поверхностных повреждений (например: трещин, коррозионных повреждений, деформированных участков, наружного износа элементов), вызванных условиями эксплуатации. При визуальном контроле технических устройств ПРГ в случае необходимости выполняется частичная или полная их разборка для осмотра внутренних поверхностей элементов.

29. Измерительный контроль технических устройств, газопроводов и сварных соединений выполняется с целью подтверждения соответствия геометрических размеров и отсутствия неисправностей.

Визуальный и измерительный контроль выполняется до проведения других методов неразрушающего контроля.

При проведении визуального контроля редуционной, отключающей, предохранительной, запорной и контрольной арматуры производится оценка:

состояния металла корпуса (отсутствие на деталях трещин, расслоений, раковин; на местах изгибов деталей из листового проката отсутствие трещин, надрывов, короблений);

состояния мембранной коробки, деталей регулирующего клапана (отсутствие на рабочей поверхности седел клапанов острых кромок, забоин, царапин, задиров и других механических повреждений; плавное перемещение мембран, без заеданий);

состояния уплотнительных поверхностей фланцев (отсутствие на поверхности уплотнительных прокладок вмятин и надрывов);

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

30. При визуальном контроле состояния технических устройств, газопроводов и сварных соединений проверяется:

отсутствие (наличие) механических повреждений поверхностей;

отсутствие (наличие) формоизменения изделия (деформированные участки, коробление, провисание, выход трубы из ряда и другие отклонения от первоначального расположения);

отсутствие (наличие) трещин и других поверхностных дефектов, образовавшихся в процессе эксплуатации;

отсутствие (наличие) растрескивания, эрозии и износа сварных швов и участков газопровода.

31. 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);

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

а) овальность цилиндрических элементов, в том числе отводов труб;

б) размеры зон коррозионного повреждения, включая их глубину;

в) эксплуатационные трещины.

32. Оценка величины и характера обнаруженных дефектов производится с учетом норм, установленных нормативной документацией (в том числе эксплуатационными паспортами и руководствами по эксплуатации) на технические устройства, элементы и проектной документацией.

33. Оценка качества сварных соединений газопроводов производится в соответствии с ["СП 62.13330.2011. Свод правил. Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002"](#) (далее - СП 62.13330.2011).

34. Результаты проведенного визуального и измерительного контроля ПРГ фиксируются актом, рекомендуемая форма которого приведена в [РД 03-606-03](#).

35. Если при внешнем осмотре выявляются дефектные зоны (например: вмятины, выпучины), то в данных местах проводятся дополнительные замеры толщины стенок. Количество точек измерений зависит от размеров дефектной зоны и выбирается достаточным для получения достоверной информации о толщине стенки в зоне дефекта.

Результаты ультразвуковой толщинометрии оформляются протоколом, рекомендуемый образец которого приведен в [приложении N 5](#) к настоящему Руководству по безопасности.

36. Проверка на герметичность и прочность технических устройств и газопроводов проводится в соответствии с нормами [СП 62.13330.2011](#).

37. Испытание технических устройств и газопроводов проводится по частям до регулятора давления и после него.

38. Если трубопроводная арматура, технические устройства ПРГ и средства измерения не рассчитаны на испытательное давление, то вместо них на период испытаний устанавливаются заглушки, пробки.

Максимальное испытательное давление технических устройств и газопроводов определяется в соответствии с нормами [СП 62.13330.2011](#).

39. Результаты испытаний на герметичность и прочность оформляются протоколами, рекомендуемые образцы которых приведены соответственно в [приложениях N 6](#) и [N 7](#) к настоящему Руководству по безопасности.

40. Неразрушающий контроль сварных соединений приборными методами проводится в случае обнаружения неисправностей в процессе визуального контроля и проверки на герметичность. Для обследования сварных соединений используются следующие методы неразрушающего контроля:

- ультразвуковая дефектоскопия;
- радиографический контроль;
- магнитный контроль;
- прочие методы.

41. Метод неразрушающего контроля (или сочетание различных методов) и соответствующие ему (им) методики выбираются организацией, проводящей техническое диагностирование ПРГ, таким образом, чтобы обеспечить максимальную степень выявления недопустимых неисправностей. Материалы по результатам неразрушающего контроля (например: радиографические снимки, фотографии) прикладываются к протоколу, рекомендуемая форма которого приведена в [Инструкции](#) по обследованию шаровых резервуаров и газгольдеров для хранения сжиженных газов под давлением, утвержденной [постановлением](#) Федерального горного и промышленного надзора России от 20 сентября 2000 г. N 51 (РД 03-380-00).

42. Контроль функционирования ПРГ проводится с целью получения данных о неисправностях ПРГ, выявления и предотвращения возникновения неисправностей.

43. Основными параметрами, определяющими техническое состояние при контроле функционирования ПРГ, являются:

- работоспособность технических устройств;
- стабильность работы редуционной арматуры;
- пределы регулирования давления;
- пределы срабатывания предохранительной арматуры;
- герметичность внутренних полостей технических устройств.

Контроль функционирования включает в себя следующие работы:

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

проверка пределов срабатывания отключающей и предохранительной арматуры;

проверка плотности закрытия отключающей арматуры и рабочего клапана регулятора давления (внутренняя герметичность);

проверка перепада давления на фильтре;

проверка функционирования технических устройств (редуционной, отключающей, предохранительной, запорной и контрольной арматуры).

44. По результатам контроля функционирования ПРГ оформляется протокол, рекомендуемый образец которого приведен в [приложении N 8](#) к настоящему Руководству по безопасности.

45. Для проведения контроля функционирования ПРГ допускается использование переносных приборов (в том числе программно-аппаратных комплексов), позволяющих в автоматическом режиме получать требуемую информацию по необходимому перечню технических устройств, входящему в состав технологической части ПРГ. В случае применения вышеуказанных приборов, формирующих специальный протокол по результатам выполненного контроля, данный протокол прикладывается к протоколу по результатам контроля функционирования ПРГ.

## VII. Анализ технического состояния

46. Анализ технического состояния ПРГ проводится на основании результатов, полученных на всех этапах технического диагностирования ПРГ, и включает в себя оценку основных параметров контроля функционирования и технического состояния на соответствие их требованиям нормативно-технической документации.

47. Цель анализа технического состояния ПРГ - установление уровня повреждений и текущего технического состояния ПРГ, что является необходимым для прогнозирования остаточного ресурса.

48. По результатам анализа технического состояния ПРГ присваивается одна из следующих категорий технического состояния:

- исправное состояние;
- неисправное состояние;
- предельное состояние.

### VIII. Принятие решения о возможности дальнейшей эксплуатации

49. Дальнейшая эксплуатация ПРГ возможна при исправном состоянии ПРГ.

50. При обнаружении в процессе испытаний недопустимых дефектов и повреждений техническому состоянию ПРГ назначается категория "неисправное состояние", и дальнейшая эксплуатация ПРГ возможна после проведения ремонта.

51. Критериями предельного состояния ПРГ являются невозможность восстановления исправного состояния ПРГ или экономическая нецелесообразность ремонта. В данном случае техническому состоянию ПРГ назначается категория "предельное состояние", и ПРГ подлежит консервации и/или ликвидации.

### IX. Определение остаточного ресурса

52. После принятия решения о возможности дальнейшей эксплуатации ПРГ необходимо рассчитать остаточный ресурс ПРГ и указать его в акте технического диагностирования ПРГ.

53. В случае, если от начала эксплуатации ПРГ до технического диагностирования ПРГ техническое устройство не заменялось до истечения его назначенного срока службы, остаточный ресурс технического устройства  $z$ , лет, определяется по формуле:

$$z = s_0 - s, \quad (1)$$

где:

$s_0$  - назначенный срок службы технического устройства, лет;

$s$  - срок службы ПРГ от начала эксплуатации до технического диагностирования ПРГ, лет.

**Примечание** - В случае, если  $s_0 < s$ , остаточный ресурс технического устройства по формуле (1) будет равен нулю.

54. В случае, если от начала эксплуатации ПРГ до технического диагностирования ПРГ техническое устройство заменялось до истечения его назначенного срока службы, и выполняется неравенство:

$$\frac{y}{y_0} \geq \min_{i=1, n} \left( \frac{x_{ni}}{x_{0i}} \right), \quad (2)$$

остаточный ресурс технического устройства определяется по формуле:

$$z = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{x_{ni}}{x_{0i}} + \frac{y}{y_0}}{n+1} \cdot (y_0 - y), \quad (3)$$

где:

$i$  - порядковый номер замены технического устройства;

$n$  - количество замен технического устройства от начала эксплуатации ПРГ до технического диагностирования ПРГ, шт.;

$x_{ni}$  - фактический срок службы технического устройства от начала его эксплуатации до замены, лет;

$x_{0i}$  - назначенный срок службы заменяемого технического устройства, указанный производителем в технической документации, лет;

$y$  - срок службы технического устройства, находящегося в эксплуатации на момент проведения технического диагностирования ПРГ, от начала его эксплуатации до технического диагностирования ПРГ, лет;

$y_0$  - назначенный срок службы технического устройства, находящегося в эксплуатации на момент проведения технического диагностирования ПРГ, лет.

55. В случае, если от начала эксплуатации ПРГ до технического диагностирования ПРГ техническое устройство заменялось до истечения его назначенного срока службы, и [неравенство \(2\)](#) не выполняется, остаточный ресурс данного технического устройства определяется по формуле:

$$z = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{x_{ni}}{x_{0i}}}{n} \cdot (y_0 - y), \quad (4)$$

56. В случае, если в акте технического диагностирования ПРГ в рекомендациях по дальнейшей эксплуатации ПРГ указано требование о замене технического устройства на новое, остаточный ресурс данного технического устройства определяется по формуле:

$$z = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{x_{ni}}{x_{0i}}}{n} \cdot S_n, \quad (5)$$

где:

$n$  - количество замен технического устройства от начала эксплуатации ПРГ до технического диагностирования ПРГ, в том числе замена по результатам технического диагностирования ПРГ, шт.;

$S_n$  - назначенный срок службы нового технического устройства, лет.

**Примечание** - В случае, если  $x_{0i} < x_{ni}$ ,  $\overline{i=1, n}$ , отношение  $\frac{x_{ni}}{x_{0i}}$ ,  $\overline{i=1, n}$ , формулах (2)-(5) принимается равным единице.

57. При отсутствии в технической документации технического устройства назначенного срока службы, следует вместо него в формулах (1), (3)-(5) и неравенстве (2) использовать срок службы, при превышении которого должна проводиться экспертиза промышленной безопасности технического устройства в соответствии с документами в области промышленной безопасности опасных производственных объектов.

**Примечание** - На момент издания Руководства по безопасности в соответствии с Правилами проведения экспертизы промышленной безопасности, срок службы, при превышении которого проводится экспертиза промышленной безопасности технического устройства, составляет 20 лет.

58. Остаточный ресурс ПРГ  $S_{\text{ПРГ}}$ , лет, определяется по формуле:

$$S_{\text{ПРГ}} = \frac{k \cdot \sum_{j=1}^m z_j}{m}, \quad (6)$$

где:

$k$  - коэффициент технического состояния, значение которого определяется в соответствии с приложением N 9 к настоящему Руководству по безопасности;

$j$  - порядковый номер технического устройства, входящего в состав технологической части ПРГ;

$m$  - количество технических устройств, входящих в состав технологической части ПРГ, шт.

59. Пример расчета остаточного ресурса ПРГ приведен в приложении N 10 к настоящему Руководству по безопасности.

## Х. Оформление результатов технического диагностирования

60. По результатам проведения технического диагностирования составляется

акт, рекомендуемый образец которого приведен в [приложении N 11](#) к настоящему Руководству по безопасности.

К данному акту по результатам проведения технического диагностирования прикладываются акты или протоколы по результатам выполнения всех видов работ, выполненных при техническом диагностировании ПРГ в соответствии с положениями настоящего Руководства по безопасности и нормативных документов, устанавливающих требования к данным видам работ.

61. Результаты, полученные при выполнении технического диагностирования ПРГ:

являются основанием для определения фактического технического состояния

ПРГ;

используются при проведении экспертизы промышленной безопасности газопровода;

оформляются в виде приложений к заключению экспертизы.

62. На основании результатов работ, выполненных при техническом диагностировании ПРГ, оформляется заключение экспертизы промышленной безопасности в соответствии с требованиями [Правил](#) проведения экспертизы промышленной безопасности.

63. Решение о дальнейшей безопасной эксплуатации ПРГ принимается руководителем эксплуатационной организации.

64. Для объектов газораспределения и газопотребления, которые не относятся к категории опасных производственных объектов, результаты технического диагностирования ПРГ являются основанием для продления срока службы данного объекта.

Приложение N 1  
к **Руководству по безопасности**  
**"Методика технического диагностирования**  
**пунктов редуцирования газа",**  
**утвержденному приказом Федеральной службы**  
**по экологическому, технологическому**  
**и атомному надзору**  
**от 6 февраля 2017 г. N 48**

### Термины и определения

В целях настоящего Руководства по безопасности используются следующие основные термины и определения:

Блочный газорегуляторный пункт	- газорегуляторный пункт, размещенный в блоке контейнерного типа. [п. 36 ГОСТ Р 53865-2010]
Газорегуляторная установка	- пункт редуцирования газа, не имеющий собственных ограждающих конструкций. [п. 35 ГОСТ Р 53865-2010]
Газорегуляторный пункт	- пункт редуцирования газа, размещенный в здании и имеющий собственные ограждающие конструкции. [п. 34 ГОСТ Р 53865-2010]
Запорная арматура	- арматура, предназначенная для перекрытия потока рабочей среды с определенной герметичностью. [п. 3.1.1 ГОСТ 24856-2014]
Исправное состояние (исправность)	- состояние объекта, при котором он соответствует всем требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации. [п. 2.1 ГОСТ 27.002-89]
Контрольная арматура	- арматура, предназначенная для управления поступлением рабочей среды в контрольно-измерительную аппаратуру, приборы. [п. 5.1.7 ГОСТ 24856-2014]
Критерий предельного состояния	- признак или совокупность признаков предельного состояния объекта, установленные нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документацией. (Примечание: в зависимости от условий эксплуатации для одного и того же объекта могут быть установлены два и более критериев предельного состояния). [п. 2.6 ГОСТ 27.002-89]
Назначенный срок службы	- календарная продолжительность эксплуатации, при достижении которой эксплуатация объекта должна быть прекращена независимо от его технического состояния. [п. 4.10 ГОСТ 27.002-89]
Неисправное состояние (неисправность)	- состояние объекта, при котором он не соответствует хотя бы одному из требований нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации. [п. 2.2 ГОСТ 27.002-89]

Неработоспособное состояние (неработоспособность)	<p>- состояние объекта, при котором значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, не соответствует требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации. (Примечание: для сложных объектов возможно деление их неработоспособных состояний. При этом из множества неработоспособных состояний выделяют частично неработоспособные состояния, при которых объект способен частично выполнять требуемые функции).</p> <p>[п. 2.4 ГОСТ 27.002-89]</p>
Нормативный документ	<p>- документ, устанавливающий правила, общие принципы или характеристики, касающиеся различных видов деятельности или их результатов.</p> <p>[п. 4.1 ГОСТ 1.1-2002]</p>
Остаточный ресурс	<p>- суммарная наработка объекта от момента контроля его технического состояния до перехода в предельное состояние.</p> <p>[п. 4.8 ГОСТ 27.002-89]</p>
Отключающая арматура	<p>- арматура, предназначенная для перекрытия потока рабочей среды при превышении заданной величины скорости ее течения за счет изменения перепада давления на чувствительном элементе, либо в случае изменения заданной величины давления.</p> <p>[п. 3.1.7 ГОСТ 24856-2014]</p>
Подземный пункт редуцирования газа	<p>- пункт редуцирования газа, размещенный ниже уровня поверхности земли.</p> <p>[п. 38 ГОСТ Р 53865-2010]</p>
Предельное состояние	<p>- состояние объекта, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно.</p> <p>[п. 2.5 ГОСТ 27.002-89]</p>
Предельный срок эксплуатации	<p>- срок перехода объекта в предельное состояние, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна по причинам экономической или экологической опасности.</p> <p>[п. 3.3 ГОСТ Р 54983-2012]</p>
Предохранительная арматура	<p>- арматура, предназначенная для автоматической защиты оборудования и трубопроводов от недопустимого превышения давления посредством сброса избытка рабочей среды.</p> <p>[п. 3.1.3 ГОСТ 24856-2014]</p>
Принципиальная схема ПРГ	<p>- документ, содержащий схему технологической части ПРГ, на которую в виде условных обозначений нанесены газопроводы, арматура трубопроводная, фильтры, средства измерения и направление движения газа.</p>
Пункт редуцирования газа	<p>- технологическое устройство сети газораспределения, предназначенное для снижения давления газа и</p>

	<p>поддержания его в заданных пределах независимо от расхода газа.</p> <p>[п. 33 ГОСТ Р 53865-2010]</p>
Работоспособное состояние (работоспособность)	<p>- состояние объекта, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.</p> <p>[п. 2.3 ГОСТ 27.002-89]</p>
Регулирующая арматура	<p>- арматура, предназначенная для регулирования параметров рабочей среды посредством изменения расхода или проходного сечения.</p> <p>[п. 3.1.5 ГОСТ 24856-2014]</p>
Редукционная арматура	<p>- арматура, предназначенная для снижения (редуцирования) рабочего давления в системе за счет увеличения ее гидравлического сопротивления.</p> <p>[п. 5.1.12 ГОСТ 24856-2014]</p>
Риск	<p>- сочетание вероятности события и его последствий.</p> <p>[п. 2.5 ГОСТ Р 51901.1-2002]</p>
Сеть газораспределения	<p>- единый производственно-технологический комплекс, включающий в себя наружные газопроводы, сооружения, технические и технологические устройства, расположенные на наружных газопроводах, и предназначенный для транспортировки природного газа от отключающего устройства, установленного на выходе из газораспределительной станции, до отключающего устройства, расположенного на границе сети газораспределения и сети газопотребления (в том числе сети газопотребления жилых зданий).</p> <p>[п. 7 Технический регламент о безопасности сетей газораспределения и газопотребления]</p>
Сеть газопотребления	<p>- единый производственно-технологический комплекс, включающий в себя наружные и внутренние газопроводы, сооружения, технические и технологические устройства, газоиспользующее оборудование, размещенный на одной производственной площадке и предназначенный для транспортировки природного газа от отключающего устройства, расположенного на границе сети газораспределения и сети газопотребления, до отключающего устройства перед газоиспользующим оборудованием.</p> <p>[п. 7 Технический регламент о безопасности сетей газораспределения и газопотребления]</p>
Срок службы	<p>- календарная продолжительность эксплуатации от начала эксплуатации объекта или ее возобновления после ремонта до перехода в предельное состояние.</p> <p>[п. 4.6 ГОСТ 27.002-89]</p>
Техническая документация	<p>- совокупность документов, которые в зависимости от их назначения содержат данные, необходимые и достаточные для обеспечения каждой стадии</p>

<p>Техническое диагностирование ПРГ Техническое устройство</p>	<p>жизненного цикла продукции (например: проектная, исполнительная и эксплуатационная документация изготовителя и эксплуатационной организации, сертификаты соответствия).</p> <p>- процесс определения фактического технического состояния пункта редуцирования газа.</p> <p>- составная часть сети газораспределения и сети газопотребления (арматура трубопроводная, компенсаторы (линзовые, сильфонные), конденсатосборники, гидрозатворы, электроизолирующие соединения, регуляторы давления, фильтры, узлы учета газа, средства электрохимической защиты от коррозии, горелки, средства телемеханики и автоматики управления технологическими процессами транспортирования природного газа, контрольно-измерительные приборы, средства автоматики безопасности и настройки параметров сжигания газа) и иные составные части сети газораспределения и сети газопотребления.</p> <p>[п. 7 Технический регламент о безопасности сетей газораспределения и газопотребления]</p>
<p>Трубопроводная арматура (арматура)</p>	<p>- техническое устройство, устанавливаемое на трубопроводах, оборудовании и емкостях, предназначенное для управления потоком рабочей среды путем изменения проходного сечения.</p> <p>[п. 2.1 ГОСТ 24856-2014]</p>
<p>Фактический срок службы</p>	<p>- календарная продолжительность эксплуатации от начала эксплуатации объекта до его замены или до текущего технического диагностирования.</p>
<p>Шкафной пункт редуцирования газа</p>	<p>- пункт редуцирования газа, размещенный в шкафу из несгораемых материалов.</p> <p>[п. 37 ГОСТ Р 53865-2010]</p>
<p>Эксплуатационная организация</p>	<p>- юридическое лицо, осуществляющее эксплуатацию сети газораспределения и сети газопотребления и (или) оказывающее услуги по их техническому обслуживанию и ремонту на законных основаниях.</p> <p>[п. 7 Технический регламент о безопасности сетей газораспределения и газопотребления]</p>
<p>Эксплуатационный документ</p>	<p>- конструкторский документ, который в отдельности или в совокупности с другими документами определяет правила эксплуатации изделия и (или) отражает сведения, удостоверяющие гарантированные изготовителем значения основных параметров и характеристик (свойств) изделия, гарантии и сведения по его эксплуатации в течение установленного срока службы.</p> <p>[п. 3.1.1 ГОСТ 2.601-2006]</p>
<p>Элемент</p>	<p>- объект, для которого в рамках данного рассмотрения не выделяются составные части.</p> <p>[п. 1.2 проекта ГОСТ 27.002-2016]</p>

Приложение N 2  
к **Руководству по безопасности**  
**"Методика технического диагностирования**  
**пунктов редуцирования газа",**  
утвержденному **приказом** Федеральной службы  
по экологическому, технологическому  
и атомному надзору  
от 6 февраля 2017 г. N 48

**Список используемых сокращений**

В настоящем Руководстве по безопасности применены следующие сокращения:

- ГРП - газорегуляторный пункт;
- ГРПБ - блочный газорегуляторный пункт;
- ГРУ - газорегуляторная установка;
- ПРГ - пункт редуцирования газа;
- ГРПШ - шкафной пункт редуцирования газа.

Приложение N 3  
к **Руководству по безопасности**  
**"Методика технического диагностирования**  
**пунктов редуцирования газа"**  
Рекомендуемый образец)

**ПРОТОКОЛ**  
**по результатам анализа технической документации пункта редуцирования газа**

Дата проведения контроля:

Основание:

Место проведения контроля:

Организация, проводившая контроль:

Объект контроля:

Перечень анализируемой документации:

Перечень технических устройств:

Наименование технических устройств	Технические характеристики	Режимы работы и условия эксплуатации	Замена и ремонт основных элементов

Выводы и рекомендации:

Руководитель

работ:

Исполнитель:

Приложение N 4  
к **Руководству по безопасности**  
**"Методика технического диагностирования**  
**пунктов редуцирования газа",**  
утвержденному **приказом** Федеральной службы  
по экологическому, технологическому  
и атомному надзору  
от 6 февраля 2017 г. N 48

**Типовая программа проведения технического диагностирования ПРГ**

Вид работ
1. Анализ технической документации
2. Контроль технического состояния:
2.1. Работоспособность технических устройств
2.2. Герметичность технических устройств и газопроводов
2.3. Качество сварных соединений газопроводов
2.4. Коррозионный и механический износ материалов
2.5. Прочность технических устройств и газопроводов
3. Анализ технического состояния:
3.1. Визуальный и измерительный контроль
3.2. Неразрушающий контроль сварных соединений
3.3. Замер толщины стенок (ультразвуковую толщинометрию) газопроводов
3.4. Проверка на герметичность
3.5. Контроль функционирования
4. Принятие решения о возможности дальнейшей эксплуатации
5. Определение остаточного ресурса (срока службы)
6. Оформление результатов технического диагностирования

Приложение N 5  
к **Руководству по безопасности**  
**"Методика технического диагностирования**  
**пунктов редуцирования газа",**  
утвержденному **приказом** Федеральной службы  
по экологическому, технологическому  
и атомному надзору  
от 6 февраля 2017 г. N 48

(Рекомендуемый образец)

**ПРОТОКОЛ**  
**по результатам ультразвуковой толщинометрии пункта редуцирования газа**

Дата проведения контроля:

Основание:

Место проведения контроля:

Организация, проводившая контроль:

Объект контроля:

Тип толщиномера:

Результаты контроля:

№ сечения по схеме	Номер точки	Толщина по чертежу	Толщина измерения	Оценка качества

Схема контроля: приложение "схема ПРГ".

Руководитель

работ:

Исполнитель:

Приложение N 6  
к **Руководству по безопасности**  
"Методика технического диагностирования  
пунктов редуцирования газа",  
утвержденному **приказом** Федеральной службы  
по экологическому, технологическому  
и атомному надзору  
от 6 февраля 2017 г. N 48

(Рекомендуемый образец)

**ПРОТОКОЛ**  
**по результатам поверки на герметичность оборудования пункта**  
**редуцирования газа**

Дата проведения контроля:

\_\_\_\_\_  
Основание:

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Место проведения контроля:

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Организация, проводившая контроль:

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Объект контроля:

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Контрольно-измерительные приборы:

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Результаты контроля:

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Выводы и замечания:

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Руководитель

\_\_\_\_\_/\_\_\_\_\_

работ:

Исполнитель:

\_\_\_\_\_/\_\_\_\_\_

Приложение N 7  
к **Руководству по безопасности**  
**"Методика технического диагностирования**  
**пунктов редуцирования газа",**  
утвержденному **приказом** Федеральной службы  
по экологическому, технологическому  
и атомному надзору  
от 6 февраля 2017 г. N 48

(Рекомендуемый образец)

**ПРОТОКОЛ**  
**по результатам поверки на прочность оборудования пункта редуцирования**  
**газа**

Дата проведения контроля:

\_\_\_\_\_

Основание:

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Место проведения контроля:

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Организация, проводившая контроль:

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Объект контроля:

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Контрольно-измерительные приборы:

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Результаты контроля:

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Выводы и замечания:

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Руководитель

\_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ /

работ:

Исполнитель:

\_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ /

Приложение N 8  
к **Руководству по безопасности**  
**"Методика технического диагностирования**  
**пунктов редуцирования газа",**  
утвержденному **приказом** Федеральной службы  
по экологическому, технологическому  
и атомному надзору  
от 6 февраля 2017 г. N 48

(Рекомендуемый образец)

**ПРОТОКОЛ**  
**по результатам контроля функционирования пункта редуцирования газа**

Дата проведения контроля:

Основание:

Место проведения контроля:

Организация, проводившая контроль:

Объект контроля:

Оборудование и инструменты:

Результаты контроля:

Элементы объекта контроля	Фактические рабочие параметры	Характер обнаруженных неисправностей	Исправен (неисправен)	Меры по устранению обнаруженн ых неисправнос тей

Выводы по техническому состоянию и рекомендации:

Руководитель

работ:

Исполнитель:

\_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ /

### Коэффициент технического состояния

1. Коэффициент технического состояния определяется при техническом диагностировании ПРГ по формуле:

$$k = 1 - (A + B + C + D + E), (1)$$

где:

A - коэффициент технического состояния узла редуцирования и фильтров;

B - коэффициент технического состояния технических устройств, не включенных в коэффициент A;

C - коэффициент технического состояния разъемных соединений технических устройств и газопроводов;

D - коэффициент технического состояния конструкции здания, блок-контейнера или шкафа ПРГ;

E - коэффициент технического состояния систем инженерно-технического обеспечения здания ГРП или ГРПБ.

2. Коэффициент A равен 0,1 в случае если по результатам технического диагностирования, выявлены неисправности узла редуцирования и фильтров, без устранения которых в результате ремонта технического устройства его безопасная эксплуатация невозможна. В противном случае коэффициент технического состояния узла редуцирования и фильтров, равен нулю.

3. Коэффициент B определяется по формуле:

$$B = \min\left(0,1; \frac{n}{u}\right), (2)$$

где:

n - количество технических устройств, для которых по результатам технического диагностирования ПРГ выявлены неисправности, без устранения которых в результате ремонта технического устройства его безопасная эксплуатация невозможна, шт.;

u - количество технических устройств, входящих в состав технологической части ПРГ, шт.

4. Коэффициент C определяется по формуле:

$$C = \min\left(0,1; \frac{m}{r}\right), (3)$$

где:

m - количество разъемных соединений технических устройств и газопроводов ПРГ, для которых были обнаружены утечки в результате проведения контроля на герметичность, шт.;

г - количество разъемных соединений технических устройств и газопроводов, шт.

5. Коэффициент D определяется по [таблице N 1](#).

### Коэффициент технического состояния здания, блок-контейнера или шкафа ПРГ

Таблица N 1

Категория технического состояния здания, блок-контейнера или шкафа ПРГ	Коэффициент технического состояния здания, блок-контейнера или шкафа
Конструкции, здание и сооружения, включая грунтовое основание, в нормативном техническом состоянии	0
Конструкции, здание и сооружения, включая грунтовое основание, в работоспособном состоянии	0,01
Конструкции, здание и сооружения, включая грунтовое основание, в ограниченно работоспособном состоянии	0,05
Конструкции, здание и сооружения, включая грунтовое основание, в аварийном состоянии	0,1

6. Коэффициент E равен 0,01 в случае, если по результатам проведения технического диагностирования ПРГ выявлены неисправности, механические повреждения или разрушения систем или их частей. В противном случае коэффициент технического состояния систем инженерно-технического обеспечения здания ГРП или ГРПБ равен нулю.

### Пример расчета остаточного ресурса ПРГ

1. Исходные данные для примера расчета остаточного ресурса ПРГ приведены в [таблице N 2](#).

### Исходные данные диагностируемого ПРГ

Таблица N 2

Наименование исходных данных	Значение
Тип ПРГ	ГРПШ
Количество линий редуцирования ПРГ	1 рабочая линия редуцирования
Фактический срок эксплуатации ПРГ	30 лет
Продолжительность эксплуатации ПРГ, указанная в проектной документации	30 лет

2. Исходные данные технических устройств, входящих в состав технологической части ПРГ, приведены в [таблице N 3](#).

3. От начала эксплуатации ПРГ до момента проведения технического диагностирования ПРГ не заменялись до истечения назначенного срока службы: редуцирующая арматура (РА); запорная арматура ( $3A_7$ ); предохранительная арматура (ПА); отключающая арматура (ОА).

4. Остаточные ресурсы технических устройств, перечисленных в [п. 3](#) настоящего приложения (кроме РА, см. п. 10 настоящего приложения), определяются по [формуле \(1\)](#) в соответствии с п. 53 настоящего Руководства по безопасности:

$$z_{3A_7} = 35 - 30 = 5 \text{ лет};$$

$$z_{ПА} = 40 - 30 = 10 \text{ лет};$$

$$z_{ОА} = 40 - 30 = 10 \text{ лет}.$$

## Исходные данные технических устройств, входящих в состав технологической части ПРГ

Таблица N 3

N п/п	Наименование технического устройства*	Назначенный срок службы технического устройства, указанный производителем в технической документации, до первой замены, лет	Фактический срок службы технического устройства до первой замены, лет	Назначенный срок службы технического устройства, указанный производителем в технической документации, до второй замены, лет	Фактический срок службы технического устройства до второй замены, лет	Назначенный срок службы технического устройства, указанный производителем в технической документации, эксплуатируемого на момент проведения технического диагностирования ПРГ, лет	Фактический срок службы технического устройства, эксплуатируемого на момент проведения технического диагностирования ПРГ, лет
1	Редукционная арматура (РА)	-	-	-	-	30	30
2	Запорная арматура (ЗА <sub>1</sub> )	15	15	-	-	20	15
3	Запорная арматура (ЗА <sub>2</sub> )	15	13	-	-	20	17
4	Запорная арматура (ЗА <sub>3</sub> )	20	10	20	15	20	5
5	Запорная арматура (ЗА <sub>4</sub> )	15	15	20	10	20	5
6	Запорная	25	20	-	-	25	10

	арматура (ЗА <sub>5</sub> )						
7	Запорная арматура (ЗА <sub>6</sub> )	25	25	-	-	25	5
8	Запорная арматура (ЗА <sub>7</sub> )	-	-	-	-	35	30
9	Предохранит ельная арматура (ПА)	-	-	-	-	40	30
10	Отключающа я арматура (ОА)	-	-	-	-	40	30
11	Фильтр (Ф)	25	25	-	-	30	5
12	Контрольная арматура (КА <sub>1</sub> )	15	10	15	15	15	5
13	Контрольная арматура (КА <sub>2</sub> )	15	14	-		20	16
14	Контрольная арматура (КА <sub>3</sub> )	12	12	15	8	15	10
15	Контрольная арматура (КА <sub>4</sub> )	12	10	15	14	12	6
16	Контрольно-и змерительны й прибор (КИП <sub>1</sub> )	12	7	12	12	15	11
17	Контрольно-и	10	6	15	13	15	11

	змерительны й прибор (КИП <sub>2</sub> )						
18	Контрольно-и змерительны й прибор (КИП <sub>3</sub> )	12	12	-	-	20	18
19	Контрольно-и змерительны й прибор (КИП <sub>4</sub> )	20	17	-	-	20	13
20	Контрольно-и змерительны й прибор (КИП <sub>5</sub> )	12	8	15	12	15	10
* Для примерных данных наименования моделей/марок технических устройств не приводятся							

5. Для остальных технических устройств проверяем выполнение **неравенства (2)** в соответствии с п. 54 Руководства по безопасности:

запорная арматура ( $3A_1$ )

$$\frac{15}{20} < \frac{15}{15} ;$$

запорная арматура ( $3A_2$ )

$$\frac{17}{20} < \frac{13}{15} ;$$

запорная арматура ( $3A_3$ )

$$\frac{5}{20} < \frac{10}{20} ;$$

запорная арматура ( $3A_4$ )

$$\frac{5}{20} < \frac{10}{20} ;$$

запорная арматура ( $3A_5$ )

$$\frac{10}{25} < \frac{20}{25} ;$$

запорная арматура ( $3A_6$ )

$$\frac{5}{25} < \frac{25}{25} ;$$

фильтр ( $\Phi$ )

$$\frac{5}{30} < \frac{25}{25} ;$$

контрольная арматура ( $KA_1$ )

$$\frac{5}{15} < \frac{10}{15} ;$$

контрольная арматура ( $KA_2$ )

$$\frac{16}{20} < \frac{14}{15} ;$$

контрольная арматура (КА<sub>3</sub>)

$$\frac{10}{15} > \frac{8}{15} ;$$

контрольная арматура (КА<sub>4</sub>)

$$\frac{6}{12} < \frac{10}{12} ;$$

контрольно-измерительный прибор (КИП<sub>1</sub>)

$$\frac{11}{15} > \frac{7}{12} ;$$

контрольно-измерительный прибор (КИП<sub>2</sub>)

$$\frac{11}{15} > \frac{6}{10} ;$$

контрольно-измерительный прибор (КИП<sub>4</sub>)

$$\frac{13}{20} < \frac{17}{20} ;$$

контрольно-измерительный прибор (КИП<sub>5</sub>)

$$\frac{10}{15} = \frac{8}{12} .$$

6. По результатам п. 5 настоящего приложения **неравенство (2)** выполняется для технических устройств:

контрольная арматура ( $КА_3$ );

контрольно-измерительный прибор ( $КИП_1$ );

контрольно-измерительный прибор ( $КИП_2$ );

контрольно-измерительный прибор ( $КИП_5$ ).

7. Остаточный ресурс для технических устройств, перечисленных в п. 6 настоящего приложения, определяем по **формуле (3)** в соответствии с п. 54 Руководства по безопасности:

$$z_{КА_3} = \frac{\frac{12}{12} + \frac{8}{15} + \frac{10}{15}}{3} \cdot (15 - 10) = 3,7 \text{ года};$$

$$z_{КИП_1} = \frac{\frac{7}{12} + \frac{12}{12} + \frac{11}{15}}{3} \cdot (15 - 11) = 3,1 \text{ года};$$

$$z_{КИП_2} = \frac{\frac{6}{10} + \frac{13}{15} + \frac{11}{15}}{3} \cdot (15 - 11) = 2,9 \text{ года};$$

$$z_{КИП_5} = \frac{\frac{8}{12} + \frac{12}{15} + \frac{10}{15}}{3} \cdot (15 - 10) = 3,6 \text{ года}.$$

8. По результатам п. 5 настоящего приложения **неравенство (2)** не выполняется для технических устройств:

запорная арматура ( $ЗА_1$ );

запорная арматура ( $ЗА_2$ );

запорная арматура ( $ЗА_3$ );

запорная арматура ( $ЗА_4$ );

запорная арматура ( $ЗА_5$ );

запорная арматура ( $ЗА_6$ );

фильтр ( $\Phi$ );

контрольная арматура ( $КА_1$ );

контрольная арматура ( $КА_2$ );

контрольная арматура ( $КА_4$ );

контрольно-измерительный прибор ( $КИП_3$ );

контрольно-измерительный прибор ( $КИП_4$ ).

9. Остаточный ресурс для технических устройств, перечисленных в п. 8 настоящего приложения, определяем по формуле (4) в соответствии с п. 55 Руководства по безопасности:

$$z_{3A_1} = \frac{\frac{15}{15}}{1} \cdot (20 - 15) = 5 \text{ лет} ;$$

$$z_{3A_2} = \frac{\frac{13}{15}}{1} \cdot (20 - 17) = 2,6 \text{ года} ;$$

$$z_{3A_3} = \frac{\frac{10}{20} + \frac{15}{20}}{2} \cdot (20 - 5) = 9,4 \text{ года} ;$$

$$z_{3A_4} = \frac{\frac{15}{15} + \frac{10}{20}}{2} \cdot (20 - 5) = 11,3 \text{ года} ;$$

$$z_{3A_5} = \frac{\frac{20}{25}}{1} \cdot (25 - 10) = 12 \text{ лет} ;$$

$$z_{3A_6} = \frac{\frac{25}{25}}{1} \cdot (25 - 5) = 15 \text{ лет} ;$$

$$z_{\Phi} = \frac{\frac{25}{25}}{1} \cdot (30 - 5) = 25 \text{ лет} ;$$

$$z_{KA_1} = \frac{\frac{10}{15} + \frac{15}{15}}{2} \cdot (15 - 5) = 8,3 \text{ года} ;$$

$$z_{KA_2} = \frac{\frac{14}{15}}{1} \cdot (20 - 16) = 3,7 \text{ года} ;$$

$$z_{KA_4} = \frac{\frac{10}{12} + \frac{14}{15}}{2} \cdot (12 - 6) = 5,3 \text{ года} ;$$

$$z_{\text{КИП}_3} = \frac{\frac{12}{12}}{1} \cdot (20 - 18) = 2 \text{ года} ;$$

$$z_{\text{КИП}_4} = \frac{\frac{17}{20}}{1} \cdot (20 - 13) = 6 \text{ лет}$$

10. В нашем случае в акте технического диагностирования ПРГ в рекомендациях по дальнейшей эксплуатации ПРГ должно указываться требование о замене редуционной арматуры (РА) на новую, так как назначенный срок службы истекает в момент проведения технического диагностирования ПРГ. Для примера назначенный срок службы новой редуционной арматуры ( $PA_1$ ) составляет 40 лет. Остаточный ресурс редуционной арматуры (РА) определяем по формуле (5) в соответствии с п. 56 Руководства по безопасности:

$$z_{\text{РА}} = \frac{30}{30} \cdot 40 = 40 \text{ лет}$$

11. Остаточный ресурс ПРГ определяем по формуле (6) в соответствии с п. 58 Руководства по безопасности:

$$S_{\text{ПРГ}} = \frac{1 \cdot (40 + 5 + 2,6 + 9,4 + 11,3 + 12 + 15 + 5 + 10 + 10 + 25 + 8,3 + 3,7 + 3,7 + 5,3 + 3,1 + 2,9 + 2 + 6 + 3,6)}{20} = 9,2 \text{ года}$$

коэффициент технического состояния для примера принимается равным 1.

Приложение N 11  
к **Руководству по безопасности**  
**"Методика технического диагностирования**  
**пунктов редуцирования газа",**  
**утвержденному приказом Федеральной службы**  
**по экологическому, технологическому**  
**и атомному надзору**  
**от 6 февраля 2017 г. N 48**

(Рекомендуемый образец)

**АКТ**  
**технического диагностирования пункта редуцирования газа**

Дата "\_\_\_" \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Имущественная принадлежность пункта редуцирования газа

\_\_\_\_\_

Эксплуатационная организация

\_\_\_\_\_

1. Наименование пункта редуцирования газа

\_\_\_\_\_

2. Адрес расположения пункта редуцирования газа

\_\_\_\_\_

3. Характеристика пункта редуцирования газа:

- тип пункта редуцирования газа

\_\_\_\_\_

- количество рабочих линий редуцирования, шт.

\_\_\_\_\_

- входное давление по каждой линии редуцирования, МПа

\_\_\_\_\_

- выходное давление по каждой линии редуцирования, МПа

\_\_\_\_\_

- наличие и количество резервных линий редуцирования

\_\_\_\_\_

- пропускная способность по каждой линии редуцирования, м<sup>3</sup>/ч

\_\_\_\_\_

- наименование моделей регуляторов по каждой линии редуцирования

\_\_\_\_\_

- диаметры присоединительных газопроводов, мм

\_\_\_\_\_

- год(ы) строительства

\_\_\_\_\_

4. Выводы о техническом состоянии пункта редуцирования газа

\_\_\_\_\_

5. Выводы о возможности дальнейшей эксплуатации

\_\_\_\_\_

6. Остаточный срок службы

\_\_\_\_\_

Акт составлен:

(должность, наименование организации)

(Ф.И.О.)

(подпись)

(дата)

---

(должность, наименование организации)

---

(Ф.И.О.)

---

(подпись)

---

(дата)

## Оглавление

ПРИКАЗ РТН 06.02.2017 N48 РУКОВОДСТВА ПО БЕЗОП.МЕТОДИКА ТЕХ.ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ПУНКТОВ РЕДУЦИРОВАНИЯ ГАЗА.PDF.....	1
Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 6 февраля 2017 г. N 48 "Об утверждении Руководства по безопасности "Методика технического диагностирования пунктов редуцирования газа".....	1
Руководство по безопасности "Методика технического диагностирования пунктов редуцирования газа" (утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 6 февраля 2017 г. N 48)...	2
I. Общие положения .....	2
II. Основания и сроки проведения технического диагностирования ПРГ .....	3
III. Этапы технического диагностирования.....	3
IV. Анализ технической документации .....	4
V. Разработка и утверждение программы технического диагностирования ПРГ	4
VI. Контроль технического состояния .....	5
VII. Анализ технического состояния.....	7
VIII. Принятие решения о возможности дальнейшей эксплуатации .....	8
IX. Определение остаточного ресурса .....	8
X. Оформление результатов технического диагностирования .....	10
Приложение N 1 .....	12
Термины и определения .....	12
Приложение N 2.....	16
Список используемых сокращений .....	16
Приложение N 3.....	17
ПРОТОКОЛ по результатам анализа технической документации пункта редуцирования газа.....	17
Приложение N 4.....	18
Типовая программа проведения технического диагностирования ПРГ .....	18
Приложение N 5.....	19
ПРОТОКОЛ по результатам ультразвуковой толщинометрии пункта редуцирования газа.....	19
Приложение N 6.....	20
ПРОТОКОЛ по результатам поверки на герметичность оборудования пункта редуцирования газа.....	20
Приложение N 7.....	21
ПРОТОКОЛ по результатам поверки на прочность оборудования пункта редуцирования газа.....	21
Приложение N 8.....	22
ПРОТОКОЛ по результатам контроля функционирования пункта редуцирования газа.....	22
Приложение N 9.....	24
Коэффициент технического состояния.....	24
Коэффициент технического состояния здания, блок-контейнера или шкафа ПРГ .....	25
Приложение N 10.....	26
Пример расчета остаточного ресурса ПРГ .....	26
Исходные данные диагностируемого ПРГ .....	26
Исходные данные технических устройств, входящих в состав технологической части ПРГ .....	27

Приложение N 11 .....	35
АКТ технического диагностирования пункта редуцирования газа .....	35

[↑ в начало ↑](#)