ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ И АТОМНОМУ НАДЗОРУ
(РОСТЕХНАДЗОР)

ПРИКАЗ

06 февраля 2017 г. № 48

Москва

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

gost.e-ecolog.ru

Утверждено
приказом Федеральной службы
по экологическому, технологическому
и атомному надзору

от «06» февраля 2017 г. № 48

РУКОВОДСТВО ПО БЕЗОПАСНОСТИ «МЕТОДИКА ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ПУНКТОВ РЕДУЦИРОВАНИЯ ГАЗА»

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. № 538 (зарегистрирован Минюстом России 26 декабря 2013 г., регистрационный № 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. № 542 (зарегистрирован Минюстом России 31 декабря 2013 г., регистрационный № 30929), Технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 29 октября 2010 г. № 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 несгораемых 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 № 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 с 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 определяется 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 № 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 № 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. № 92 (РД 03-606-03) (зарегистрировано Минюстом России 20 июня 2003 г., регистрационный № 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 выполняются до проведения других методов неразрушающего контроля.

При проведении визуального контроля редукционной, 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 № 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 № 6 и № 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. № 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 редукционной 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 (редукционной, отключающей, предохранительной, запорной и контрольной арматуры).

44. По результатам контроля функционирования ПРГ оформляется протокол, рекомендуемый образец которого приведен в приложении № 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 $s_{ПРГ}$, лет, определяется по формуле:

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

где:

k – коэффициент технического состояния, значение которого определяется в соответствии с приложением №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 № 10 к настоящему Руководству по безопасности.

X. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ

60. По результатам проведения технического диагностирования составляется акт, рекомендуемый образец которого приведен в приложении № 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 № 1

к Руководству по безопасности
«Методика технического
диагностирования пунктов
редуцирования газа»,
утвержденному приказом
Федеральной службы по
экологическому, технологическому
и атомному надзору

от «06» февраля 2017 г. № 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)	– 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).
[п.2.4 ГОСТ 27.002-89]

Нормативный документ – документ, устанавливающий правила, общие принципы или характеристики, касающиеся различных видов деятельности или их результатов.
[п.4.1 ГОСТ 1.1-2002]

Остаточный ресурс – суммарная наработка объекта от момента контроля его технического состояния до перехода в предельное состояние.
[п.4.8 ГОСТ 27.002-89]

Отключающая арматура – 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.
[п.3.1.7 ГОСТ 24856-2014]

Подземный пункт редуцирования газа – пункт рёдуцирования газа, размещенный ниже уровня поверхности земли.
[п.38 ГОСТ Р 53865-2010]

Предельное состояние – состояние объекта, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно.
[п.2.5 ГОСТ 27.002-89]

Предельный срок эксплуатации – срок перехода объекта в предельное состояние, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна по причинам экономической или экологической опасности.
[п.3.3 ГОСТ Р 54983-2012]

Предохранительная арматура – арматура, предназначенная для автоматической защиты оборудования и трубопроводов от

	недопустимого превышения давления посредством сброса избытка рабочей среды. [п.3.1.3 ГОСТ 24856-2014]
Принципиальная схема ПРГ	– документ, содержащий схему технологической части ПРГ, на которую в виде условных обозначений нанесены газопроводы, арматура трубопроводная, фильтры, средства измерения и направление движения газа.
Пункт редуцирования газа	– технологическое устройство сети газораспределения, предназначенное для снижения давления газа и поддержания его в заданных пределах независимо от расхода газа. [п.33 ГОСТ Р 53865-2010]
Работоспособное состояние (работоспособность)	– состояние объекта, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации. [п.2.3 ГОСТ 27.002-89]
Регулирующая арматура	– арматура, предназначенная для регулирования параметров рабочей среды посредством изменения расхода или проходного сечения. [п.3.1.5 ГОСТ 24856-2014]
Редукционная арматура	– арматура, предназначенная для снижения (редуцирования) рабочего давления в системе за счет увеличения ее гидравлического сопротивления. [п.5.1.12 ГОСТ 24856-2014]
Риск	– сочетание вероятности события и его последствий. [п.2.5 ГОСТ Р 51901.1-2002]
Сеть газораспределения	– 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). [п.7 Технический регламент о безопасности сетей газораспределения и газопотребления]
Сеть газопотребления	– 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. [п.7 Технический регламент о безопасности сетей газораспределения и газопотребления]
Срок службы	– календарная продолжительность эксплуатации от начала эксплуатации объекта или ее возобновления после ремонта до перехода в предельное состояние. [п.4.6 ГОСТ 27.002-89]
Техническая документация	– совокупность документов, которые в зависимости от их назначения содержат данные, необходимые и достаточные для обеспечения каждой стадии жизненного цикла продукции (например: проектная, исполнительная и эксплуатационная документация изготовителя и эксплуатационной

	организации, сертификаты соответствия).
Техническое диагностирование ПРГ	– процесс определения фактического технического состояния пункта редуцирования газа.
Техническое устройство	– 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. [п.7 Технический регламент о безопасности сетей газораспределения и газопотребления]
Трубопроводная арматура (арматура)	– техническое устройство, устанавливаемое на трубопроводах, оборудовании и емкостях, предназначенное для управления потоком рабочей среды путем изменения проходного сечения. [п.2.1 ГОСТ 24856-2014]
Фактический срок службы	– календарная продолжительность эксплуатации от начала эксплуатации объекта до его замены или до текущего технического диагностирования.
Шкафной пункт редуцирования газа	– пункт редуцирования газа, размещенный в шкафу из несгораемых материалов. [п.37 ГОСТ Р 53865-2010]
Эксплуатационная организация	– юридическое лицо, осуществляющее эксплуатацию сети газораспределения и сети газопотребления и (или) оказывающее услуги по их

	техническому обслуживанию и ремонту на законных основаниях. [п.7 Технический регламент о безопасности сетей газораспределения и газопотребления]
Эксплуатационный документ	– 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. [п.3.1.1 ГОСТ 2.601-2006]
Элемент	– объект, для которого в рамках данного рассмотрения не выделяются составные части. [п.1.2проекта ГОСТ 27.002-2016]

Приложение № 2

к Руководству по безопасности
«Методика технического
диагностирования пунктов
редуцирования газа»,
утвержденному приказом
Федеральной службы по
экологическому, технологическому
и атомному надзору

от «06» февраля 2017 г. № 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 № 3

к Руководству по безопасности
«Методика технического
диагностирования пунктов
редуцирования газа»,
утвержденному приказом
Федеральной службы по
экологическому, технологическому
и атомному надзору

от «06» февраля 2017 г. № 48

(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 № 4

к Руководству по безопасности
«Методика технического
диагностирования пунктов
редуцирования газа»,
утвержденному приказом
Федеральной службы по
экологическому, технологическому
и атомному надзору

от «08» февраля 2017 г. № 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

Вид работ
4. Принятие решения о возможности дальнейшей эксплуатации
5. Определение остаточного ресурса (срока службы)
6. Оформление результатов технического диагностирования

Приложение № 5

к Руководству по безопасности
«Методика технического
диагностирования пунктов
редуцирования газа»,
утвержденному приказом
Федеральной службы по
экологическому, технологическому
и атомному надзору

от «06» февраля 2017 г. № 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 № 6

к Руководству по безопасности
«Методика технического
диагностирования пунктов
редуцирования газа»,
утвержденному приказом
Федеральной службы по
экологическому, технологическому
и атомному надзору

от «06» февраля 2017 г. № 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 № 7

к Руководству по безопасности
«Методика технического
диагностирования пунктов
редуцирования газа»,
утвержденному приказом
Федеральной службы по
экологическому, технологическому
и атомному надзору

от «06» февраля 2017 г. № 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 № 8

к Руководству по безопасности
«Методика технического
диагностирования пунктов
редуцирования газа»,
утвержденному приказом
Федеральной службы по
экологическому, технологическому
и атомному надзору

от «06» февраля 2017 г. № 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 (не исправен)	Меры по устранению обнаруженных неисправностей

Выводы по техническому состоянию и рекомендации:

_____
_____
_____

Руководитель работ:_____/ _____/

Исполнитель:_____/ _____/

_____

Приложение № 9

к Руководству по безопасности
«Методика технического
диагностирования пунктов
редуцирования газа»,
утвержденному приказом
Федеральной службы по
экологическому, технологическому
и атомному надзору

от «06» апреля 2017 г. № 48

КОЭФФИЦИЕНТ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ

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

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

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 не возможна. В противном случае коэффициент технического состояния узла редуцирования и фильтров, равен нулю.

3. Коэффициент B определяется по формуле:

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

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 не возможна, шт.;

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

4. Коэффициент C определяется по формуле:

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

где:

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

r – количество разъемных соединений технических устройств и газопроводов, шт.

5. Коэффициент D определяется по таблице № 1.

Коэффициент технического состояния здания,
блок-контейнера или шкафа ПРГ

Таблица № 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

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 ограниченно работоспособном состоянии	0,05
Конструкции, здание и сооружения, включая грунтовое основание, в аварийном состоянии	0,1

6. Коэффициент Е 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.

Приложение № 10

к Руководству по безопасности
«Методика технического
диагностирования пунктов
редуцирования газа»,
утвержденному приказом
Федеральной службы по
экологическому, технологическому
и атомному надзору

от «06» февраля 2017 г. № 48

ПРИМЕР РАСЧЕТА ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ПРГ

1. Исходные данные для примера расчета остаточного ресурса ПРГ приведены в таблице № 2.

Исходные данные диагностируемого ПРГ

Таблица № 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 № 3.

3. От начала эксплуатации ПРГ до момента проведения технического диагностирования ПРГ не заменялись до истечения назначенного срока службы: редукционная арматура (РА); запорная арматура ($ЗА_7$); 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:

$$z_{ЗА\ 7} = 35 - 30 = 5 \text{ лет};$$

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

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

Исходные данные технических устройств, входящих в состав технологической части ПРГ

Таблица № 3

№ п/п	Наименование технического устройства[1]	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 ($ЗА_1$)	15	15	-	-	20	15
3	Запорная арматура ($ЗА_2$)	15	13	-	-	20	17
4	Запорная арматура ($ЗА_3$)	20	10	20	15	20	5
5	Запорная арматура ($ЗА_4$)	15	15	20	10	20	5
6	Запорная арматура ($ЗА_5$)	25	20	-	-	25	10
7	Запорная арматура ($ЗА_6$)	25	25	-	-	25	5
8	Запорная арматура ($ЗА_7$)	-	-	-	-	35	30
9	Предохранительная арматура (ПА)	-	-	-	-	40	30
10	Отключающая арматура (ОА)	-	-	-	-	40	30
11	Фильтр (Ф)	25	25	-	-	30	5

№ п/п	Наименование технического устройства[1]	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
12	Контрольная арматура ($КА_1$)	15	10	15	15	15	5
13	Контрольная арматура ($КА_2$)	15	14	-		20	16
14	Контрольная арматура ($КА_3$)	12	12	15	8	15	10
15	Контрольная арматура ($КА_4$)	12	10	15	14	12	6
16	Контрольно-измерительный прибор ($КИП_1$)	12	7	12	12	15	11
17	Контрольно-измерительный прибор ($КИП_2$)	10	6	15	13	15	11
18	Контрольно-измерительный прибор ($КИП_3$)	12	12	-	-	20	18
19	Контрольно-измерительный прибор ($КИП_4$)	20	17	-	-	20	13
20	Контрольно-измерительный прибор ($КИП_5$)	12	8	15	12	15	10

[1] 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 ($ЗА_1$)

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

запорная арматура ($ЗА_2$)

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

запорная арматура ($ЗА_3$)

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

запорная арматура ($ЗА_4$)

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

запорная арматура ($ЗА_5$)

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

запорная арматура ($ЗА_6$)

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

фильтр (Ф)

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

контрольная арматура ($КА_1$)

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

контрольная арматура ($КА_2$)

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

контрольная арматура ($КА_3$)

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

контрольная арматура ($КА_4$)

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

контрольно-измерительный прибор ($КИП_1$)

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

контрольно-измерительный прибор ($КИП_2$)

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

контрольно-измерительный прибор ($КИП_4$)

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

контрольно-измерительный прибор ($КИП_5$)

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

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 (Ф);

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:

$$z_{ЗА_1} = \frac{\frac{15}{15}}{1} \cdot (20 - 15) = 5 \text{ лет};$$

$$z_{ЗА_2} = \frac{\frac{13}{15}}{1} \cdot (20 - 17) = 2{,}6 \text{ года};$$

$$z_{ЗА_3} = \frac{\frac{10}{20} + \frac{15}{20}}{2} \cdot (20 - 5) = 9{,}4 \text{ года};$$

$$z_{ЗА_4} = \frac{\frac{15}{15} + \frac{10}{20}}{2} \cdot (20-5) = 11{,}3 \text{ года};$$

$$z_{ЗА_5} = \frac{\frac{20}{25}}{1} \cdot (25-10) = 12 \text{ лет};$$

$$z_{ЗА_6} = \frac{\frac{25}{25}}{1} \cdot (25-5) = 15 \text{ лет};$$

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

$$z_{КА_1} = \frac{\frac{10}{15} + \frac{15}{15}}{2} \cdot (15-5) = 8{,}3 \text{ года};$$

$$z_{КА_2} = \frac{\frac{14}{15}}{1} \cdot (20-16) = 3{,}7 \text{ года};$$

$$z_{КА_4} = \frac{\frac{10}{12} + \frac{14}{15}}{2} \cdot (12-6) = 5{,}3 \text{ года};$$

$$z_{КИП_3} = \frac{\frac{12}{12}}{1} \cdot (20-18) = 2 \text{ года};$$

$$z_{КИП_4} = \frac{\frac{17}{20}}{1} \cdot (20-13) = 6 \text{ лет}.$$

10. В нашем случае в акте технического диагностирования ПРГ в рекомендациях по дальнейшей эксплуатации ПРГ должно указываться требование о замене редукционной арматуры (РА) на новую, так как назначенный срок службы истекает в момент проведения технического диагностирования ПРГ. Для примера назначенный срок службы новой редукционной арматуры ($РА_1$) составляет 40 лет. Остаточный ресурс редукционной арматуры (РА) определяем по формуле (5) в соответствии с п. 56 Руководства по безопасности:

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

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

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

$$\frac{+ 3{,}1 + 2{,}9 + 2 + 6 + 3{,}6)}{} = 9{,}2 \text{ года},$$

коэффициент технического состояния для примера принимается равным 1.

Приложение № 11

к Руководству по безопасности
«Методика технического
диагностирования пунктов
редуцирования газа»,
утвержденному приказом
Федеральной службы по
экологическому, технологическому
и атомному надзору

от «06» февраля 2017 г. № 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, м3/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)

_____

gost.e-ecolog.ru