ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ И АТОМНОМУ НАДЗОРУ

ПРИКАЗ
от 9 октября 2023 г. N 364

ОБ УТВЕРЖДЕНИИ РУКОВОДСТВА ПО БЕЗОПАСНОСТИ "РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОБСЛЕДОВАНИЮ ПОДЗЕМНЫХ СТАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ"

В соответствии с пунктом 5 статьи 3 Федерального закона от 21 июля 1997 г. N 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов", пунктом 1 Положения о Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июля 2004 г. N 401, приказываю:

1. Утвердить прилагаемое Руководство по безопасности "Рекомендации по обследованию подземных стальных газопроводов".

2. Признать утратившим силу приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 6 февраля 2017 г. N 47 "Об утверждении руководства по безопасности "Инструкция по техническому диагностированию подземных стальных газопроводов".

Руководитель
А.В.ТРЕМБИЦКИЙ

Утверждено
приказом Федеральной службы
по экологическому, технологическому
и атомному надзору
от 9 октября 2023 г. N 364

РУКОВОДСТВО ПО БЕЗОПАСНОСТИ "РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОБСЛЕДОВАНИЮ ПОДЗЕМНЫХ СТАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ"

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1. Руководство по безопасности "Рекомендации по обследованию подземных стальных газопроводов" (далее - Руководство) утверждено в целях содействия соблюдению требований Федерального закона от 21 июля 1997 г. N 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов", требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила проведения экспертизы промышленной безопасности", утвержденных приказом Ростехнадзора от 20 октября 2020 г. N 420 (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 11 декабря 2020 г., регистрационный N 61391) (далее - Правила проведения ЭПБ), федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления", утвержденных приказом Ростехнадзора от 15 декабря 2020 г. N 531 (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 30 декабря 2020 г., регистрационный N 61962).

2. Руководство содержит рекомендации по проведению обследования подземных стальных газопроводов (далее - газопроводы).

3. Для выполнения требований, указанных в Правилах проведения ЭПБ, организации, выполняющие обследование газопроводов, помимо способов (методов), рекомендованных в Руководстве, могут использовать иные способы (методы).

4. В Руководстве используются термины и определения, приведенные в приложении N 1 к Руководству.

5. Действие Руководства распространяется на газопроводы, по которым транспортируются:

а) природный газ под давлением свыше 0,005 мегапаскаля, соответствующий требованиям межгосударственного стандарта "Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия" (ГОСТ 5542-2014), введенного в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 9 октября 2014 г. N 1289-ст (далее - ГОСТ 5542-2014);

б) сжиженные углеводородные газы под давлением свыше 0,005 мегапаскаля, не превышающим 1,6 мегапаскаля, соответствующие требованиям межгосударственного стандарта "Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления. Технические условия" (ГОСТ 20448-2018), введенного в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 9 октября 2018 г. N 731-ст (далее - ГОСТ 20448-2018).

6. Обследование газопроводов рекомендуется проводить с целью:

оценки фактического состояния газопровода;

установления остаточного срока службы (предельного срока эксплуатации) газопровода;

разработки рекомендаций по обеспечению безопасной эксплуатации газопровода, до прогнозируемого перехода его в предельное состояние.

7. Объектом обследования рекомендуется выбирать газопровод, построенный по одной проектной документации, имеющий одну исполнительную документацию и один строительный паспорт, транспортирующий газ с одинаковым рабочим давлением согласно проектной документации.

В состав обследуемого объекта (независимо от даты ввода в эксплуатацию) рекомендуется включать распределительные газопроводы и газопроводы-вводы, технологически присоединенные к действующей сети газораспределения или другому источнику газа.

8. Организация работ по обследованию газопроводов может осуществляться организацией, выполняющей техническую эксплуатацию газопроводов (далее - эксплуатирующая организация).

9. Обследование газопровода рекомендуется выполнять в присутствии (при необходимости - с участием) работника(ов) эксплуатационной организации, назначаемого(ых) техническим руководителем эксплуатационной организации для выполнения данного вида работ.

10. Источниками исходных данных для планирования работ по обследованию газопроводов может являться проектная и исполнительная документация, эксплуатационный паспорт газопровода (далее - паспорт газопровода), результаты предыдущих обследований.

11. Результаты обследования газопроводов могут использоваться при проведении экспертизы промышленной безопасности газопроводов.

12. При проведении обследования газопровода выявляются имеющиеся дефекты и повреждения:

металла труб, в том числе сварных соединений;

защитного покрытия газопровода;

технических устройств, установленных на газопроводе.

13. К дефектам и повреждениям металла трубы газопровода относятся: коррозионные повреждения: сквозные, локальные (язвенные или точечные) и общие (сплошные);

механические и прочие повреждения (вмятины, задиры, трещины и т.д.);

заводские повреждения, включая дефекты заводских продольных и спиральных швов сварных соединений;

дефекты монтажных сварных соединений (трещины всех видов и направлений, прожоги, незаваренные кратеры, выходящие на поверхность поры, подрезы глубиной более 5 процентов толщины стенки труб или более 0,5 миллиметров и длиной более 1/3 периметра стыка или более 150 миллиметров).

14. К дефектам и повреждениям защитного покрытия газопровода относятся:

повреждение или отсутствие покрытия;

отсутствие грунтовочного подслоя (праймера);

неравномерность, вздутие;

наличие пазух;

отсутствие армирующего слоя;

деструкция (потеря механической прочности клеящего подслоя);

отсутствие адгезии защитного покрытия к металлу трубы газопровода;

несоответствие типа покрытия газопровода проектной документации.

15. Документацию, оформленную по результатам проведения обследования газопровода, рекомендуется прикладывать к комплекту эксплуатационной документации на газопровод.

II. РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ЭТАПЫ ОБСЛЕДОВАНИЯ

16. В обследование газопровода рекомендуется включать следующие основные этапы:

анализ технической документации;

разработку и утверждение программы обследования газопровода;

обследование газопровода без вскрытия грунта (бесшурфовое);

шурфовое обследование газопровода;

оценку фактического технического состояния газопровода;

определение остаточного ресурса газопровода;

оформление результатов обследования газопровода.

17. Перечень и объем работ по обследованию газопровода рекомендуется определять индивидуально для каждого конкретного объекта. Оценку фактического технического состояния газопровода рекомендуется осуществлять на основании одного или нескольких методов, с учетом конкретных условий, ответственности обследуемого объекта и требуемой надежности контроля.

III. АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

18. При обследовании газопроводов рекомендуется анализировать техническую документацию на газопроводы, в том числе эксплуатационную документацию на технические устройства, входящие в состав газопроводов.

19. Рекомендуемой целью анализа технической документации является сбор, обобщение и анализ данных, характеризующих динамику изменений технического состояния газопровода при его эксплуатации.

При рассмотрении технической документации рекомендуется анализировать выявленные при эксплуатации (в результате проведения технических обследований, оценок технического состояния газопровода, ремонтов):

динамику изменения свойств защитного покрытия;

динамику изменения режимов работы средств электрохимической защиты (далее - средства ЭХЗ);

характер выявленных дефектов и повреждений газопровода.

20. При проведении обследования газопровода рекомендуется анализировать документацию, относящуюся ко всем этапам жизненного цикла газопровода:

проектную документацию на газопровод, в том числе материалы изысканий, исследования грунтов, сертификаты на материалы и оборудование;

исполнительную документацию;

результаты приемо-сдаточных испытаний;

эксплуатационный паспорт газопровода;

документацию с результатами проведения регламентных работ по мониторингу технического состояния газопровода в процессе его эксплуатации;

акты о проведении ремонтов и аварийно-восстановительных работ, включая ремонт сварных соединений;

документацию, содержащую информацию о проведении работ по капитальному ремонту и

реконструкции газопровода (или его участков);

рабочий проект и эксплуатационный паспорт средств ЭХЗ.

21. В случае отсутствия или неполной комплектности технической документации рекомендуется проведение обследования с последующим занесением в эксплуатационный паспорт характеристик газопровода, установленных по результатам технического обследования.

22. По результатам анализа технической документации рекомендуется устанавливать следующие характеристики:

а) газопровода:

назначение газопровода;

год(ы) постройки газопровода (его участков);

год ввода газопровода в эксплуатацию;

давление по проекту (расчетное);

давление рабочее;

протяженность газопровода с указанием участков, имеющих различный диаметр;

б) трассы:

места параллельной прокладки и пересечения газопровода с естественными (реки, овраги, ручьи и т.д.) и искусственными (мосты, тоннели, железнодорожные и трамвайные пути, автомобильные дороги) преградами;

места пересечения газопровода с сетями инженерно-технического обеспечения (тепловыми сетями, электрическими кабелями и т.д.);

участки приближения сетей инженерно-технического обеспечения с указанием протяженности участков, проложенных смежно с газопроводом;

врезки в газопровод с указанием диаметра и даты врезки;

глубина заложения газопровода проектная и фактическая, полученная во время последних замеров (если глубина заложения не является постоянной, указывается ее минимальное и максимальное значения с привязкой к конкретным участкам трассы);

наличие колодцев, футляров, конденсатосборников, контрольно-измерительных пунктов, электроизолирующих соединений, других сооружений и технических устройств на газопроводе;

в) труб:

наружный диаметр и толщина стенки труб;

нормативные документы на трубы (стандарт, технические условия);

сертификационные данные на трубы;

г) грунта:

тип грунта по трассе газопровода;

наличие подстилающего слоя, отличного от основного грунта в траншее газопровода;

наличие грунта засыпки (присыпки) газопровода, отличного от основного грунта;

удельное электрическое сопротивление грунта по трассе газопровода;

удельное электрическое сопротивление грунта засыпки газопровода;

наличие участков с особыми грунтовыми условиями (пучинистыми, просадочными, набухающими и другими грунтами) и участков, проходящих по карстовым и подрабатываемым территориям с указанием протяженности;

наличие участков с высоким уровнем грунтовых вод с указанием максимального и минимального уровней;

д) защитного покрытия:

тип защитного покрытия;

материал защитного покрытия (при строительстве и ремонте);

переходное электрическое сопротивление покрытия (на момент строительства и данные последующих замеров, произведенных в случае ремонта);

механические свойства покрытия (величина адгезии, сопротивление сдвигу и т.д.);

е) системы ЭХЗ:

тип средств ЭХЗ (катодная станция, дренажная установка, протекторная установка) с указанием проектных отметок мест установки;

дата ввода в эксплуатацию;

сведения о внесении изменений в систему ЭХЗ в течение всего срока эксплуатации газопровода;

значения защитных потенциалов, измеренные в опорных точках, между участками газопровода в земле относительно насыщенного медносульфатного электрода сравнения (далее - МЭС);

наладочный и рабочий режим работы средств ЭХЗ;

расположение и исправность действующих электроизолирующих соединений и шунтирующих токовых перемычек.

23. При проведении анализа технической документации рекомендуется учитывать сведения:

об имевших место повреждениях защитного покрытия, их количестве, динамике выявления, характере и методах ремонта с указанием расположения на схеме газопровода;

об имевших место коррозионных повреждениях газопровода, их количестве, динамике выявления, характере и методах ремонта с указанием расположения на схеме газопровода;

о ремонтах средств ЭХЗ, в том числе о перерывах в работе за последние 10 лет.

24. По результатам выполнения анализа технической документации рекомендуется составлять:

схему обследуемого газопровода с указанием потенциально опасных участков;

акт анализа технической документации газопровода, рекомендуемый образец которого приведен в приложении N 2 к Руководству.

25. Схему обследуемого газопровода рекомендуется выполнять с привязками к зданиям и сооружениям на основе плана газопровода, предоставляемого эксплуатационной организацией в составе исполнительной документации.

На схеме обследуемого газопровода рекомендуется указывать:

трассу газопровода со сквозным делением протяженности в метрах, начиная от начала газопровода до его конца, с привязкой всех существующих пикетов к расстоянию от начала трассы;

технические устройства и сооружения, установленные на газопроводе (колодцы, запорная арматура, конденсатосборники, контрольно-измерительные пункты, электроизолирующие соединения и т.д.), места входов и выходов газопровода из земли, врезки в газопровод с указанием расстояния до ближайшего пикета;

места параллельной прокладки и пересечения со всеми сетями инженерно-технического обеспечения, а также с естественными и искусственными преградами в пределах охранной зоны газопровода;

места проведения ремонтов;

значения потенциалов в опорных точках газопровода, полученные во время последних замеров.

IV. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАЗРАБОТКЕ И УТВЕРЖДЕНИЮ ПРОГРАММЫ ОБСЛЕДОВАНИЯ ГАЗОПРОВОДА

26. Выполнение работ по обследованию газопровода рекомендуется проводить по программе технического обследования газопровода, разработанной в соответствии с требованиями документов в области промышленной безопасности, технического регулирования и стандартизации в части порядка выполнения отдельных видов работ, выполняемых при обследовании газопровода.

27. Программа обследования газопровода разрабатывается организацией, выполняющей обследование газопровода, утверждается эксплуатационной организацией и собственником газопровода.

28. Рекомендуемая программа проведения технического обследования газопровода приведена в приложении N 3 к Руководству.

V. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОБСЛЕДОВАНИЮ ГАЗОПРОВОДА БЕЗ ВСКРЫТИЯ ГРУНТА (БЕСШУРФОВОЕ)

29. Проведение работ по обследованию газопровода без вскрытия грунта (бесшурфовому) рекомендуется осуществлять с целью:

сбора и анализа данных о техническом состоянии газопровода;

поиска мест дефектов и сквозных повреждений защитного покрытия и металла трубы;

определения необходимости шурфового обследования и мест производства шурфов.

30. При обследовании газопровода без вскрытия грунта (бесшурфовом) рекомендуется выполнять:

проверку соответствия трассы газопровода исполнительной документации;

проверку газопровода на герметичность;

оценку защитного покрытия на наличие дефектов и сквозных повреждений;

оценку коррозионной агрессивности грунта;

определение опасного влияния блуждающего постоянного и переменного токов;

проверку эффективности работы средств ЭХЗ;

проверку состояния технических устройств, установленных на газопроводе;

выявление участков газопровода с аномалиями металла труб.

31. При проверке соответствия фактического местоположения газопровода и данных, содержащихся в

исполнительной документации,

рекомендуется выявлять:

места застройки и приближения к зданиям (сооружениям) на расстояния меньше нормативных;

наличие деревьев и кустарников в пределах охранной зоны газопровода;

смежные сети инженерно-технического обеспечения, построенные с нарушениями требований действующей нормативно-технической документации.

Случаи смещения газопровода от своей оси вследствие воздействия на него механических нагрузок различной природы рекомендуется выявлять:

приборным методом с использованием трассоискателей;

визуальным методом (при наличии смещения грунта в зоне укладки газопровода).

32. Проверку газопровода на герметичность рекомендуется проводить с целью обнаружения и установления мест утечек газа по трассе газопровода. Герметичность газопровода рекомендуется проверять газоиндикаторами с принудительным пробоотбором с порогом чувствительности не менее 0,001 процента (по объемной доле СЕЦ).

33. Проверку состояния защитного покрытия газопровода без вскрытия грунта рекомендуется проводить для определения мест расположения дефектов и повреждений защитного покрытия газопровода.

34. Дефекты и повреждения защитного слоя рекомендуется выявлять электрометрическим методом по наличию контакта металла трубопровода с грунтом. В зонах с наличием индустриальных помех рекомендуется применять приборы, исключающие их влияние.

35. Оценку коррозионной агрессивности грунта по отношению к металлу (включая биокоррозионную агрессивность грунтов) при обследовании газопровода без вскрытия грунта (бесшурфовом) рекомендуется проводить в соответствии с межгосударственным стандартом "Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии" (ГОСТ 9.602-2016), введенным в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 7 октября 2016 г. N 1327-ст (далее - ГОСТ 9.602).

36. Коррозионную агрессивность грунта по отношению к углеродистой и низколегированной стали рекомендуется оценивать качественно (низкая, средняя, высокая) по величинам:

удельного электрического сопротивления грунта, измеренного в полевых и лабораторных условиях;

средней плотности катодного тока, необходимого для смещения потенциала стали в грунте на 100 милливольт отрицательнее стационарного потенциала (потенциала коррозии).

37. Определение опасного влияния блуждающего постоянного и переменного токов и оформление результатов при обследовании газопровода без вскрытия грунта (бесшурфовом) рекомендуется проводить в соответствии с ГОСТ 9.602.

38. Оценку эффективности работы средств ЭХЗ газопровода рекомендуется проводить с целью оценки обеспеченности последнего катодной поляризацией в соответствии с межгосударственным стандартом "Системы газораспределительные. Требования к эксплуатации сетей газораспределения природного газа" (ГОСТ 34741-2021), введенным в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 20 октября 2021 г. N 1191-ст (далее - ГОСТ 34741-2021).

39. Оценку эффективности катодной поляризации газопровода рекомендуется проводить в соответствии с нормативными требованиями путем:

сопоставления значений измеренных поляризационных (или суммарных) потенциалов с их допустимыми

защитными значениями;

контроля рабочих параметров средств ЭХЗ.

40. Для оценки технического состояния установок ЭХЗ рекомендуется определять:

период неработоспособности установки за последние 10 лет;

запас номинальных параметров по току и мощности.

Результаты проверки эффективности средств ЭХЗ газопровода рекомендуется оформлять протоколом, рекомендуемый образец которого приведен в приложении N 4 к Руководству.

41. При проведении работ по обследованию газопровода без вскрытия грунта рекомендуется проверять состояние установленных на газопроводе технических устройств:

запорной и регулирующей и запорно-регулирующей арматуры на подземных (установленной в колодцах, в грунте под ковер) и надземных участках газопровода;

гидрозатворов.

При проверке технического состояния трубопроводной арматуры рекомендуется проводить:

внешний осмотр арматуры для выявления перекосов, раковин, трещин, коррозии, загрязнений и других дефектов;

проверку герметичности сварных, резьбовых, фланцевых соединений и сальниковых уплотнений прибором или пенообразующим раствором;

проверку работоспособности затвора частичным перемещением запирающего элемента;

проверку состояния крепежных элементов фланцевых соединений;

проверку работоспособности привода в соответствии с документацией изготовителя;

проверку состояния изоляционного покрытия (окраски).

Для арматуры, установленной в газовых колодцах, рекомендуется дополнительно проверять:

состояние крышки газового колодца;

загазованность газового колодца;

наличие воды и мусора в газовом колодце;

наличие и исправность шунтирующих электроперемычек;

состояние уплотнения футляров газопроводов, состояния конструкции колодцев, стен, скоб, лестниц, гидроизоляции колодцев;

состояние компенсаторов (герметичность, наличие коррозии и дефектов).

Для шаровых кранов, установленных в грунте под ковер, рекомендуется проверять:

состояние и исправность крышки ковера и отмостки ковера;

наличие воды в ковере;

отсутствие утечки газа под крышку штока крана путем ослабления болта (сапуна);

работу крана в положениях "открыто-закрыто", без полного закрытия крана;

исправность приводного устройства.

Для гидрозатворов рекомендуется выполнять проверку:

герметичности резьбовых соединений гидрозатворов;

оголовков стояков гидрозатворов, резьбы пробок кранов на отсутствие повреждений;

состояния выводов (излишне занижены или выходят за пределы крышек ковера);

состояния стояков гидрозатворов на предмет возможного затопления их талыми водами;

состояния кранов и других деталей гидрозатворов.

Результаты проверки состояния технических устройств, установленных на газопроводе, рекомендуется оформлять протоколом, рекомендуемый образец которого приведен в приложении N 5 к Руководству.

42. Выявление участков газопровода с аномалиями металла труб рекомендуется проводить с целью определения дефектных участков и мест повышенных напряжений газопроводов.

Определение и уточнение мест расположения прогнозируемых дефектов без вскрытия грунта (бесшурфовое) рекомендуется проводить разрешенными к применению методами, позволяющими дистанционно выявлять места коррозионных или иных повреждений, в том числе в результате внутритрубного, бесконтактного магнитометрического обследований и других.

Результаты обследования без вскрытия грунта (бесшурфового) рекомендуется указывать в акте обследования газопровода без вскрытия грунта, рекомендуемый образец которого приведен в приложении N 6 к Руководству.

В случае проведения внутритрубного обследования допускается не проводить шурфовое обследование в соответствии с разделом VI.

43. Результаты обследования без вскрытия грунта (бесшурфового) рекомендуется оформлять документом по форме, установленной рекомендациями к проведению и оформлению применяемого метода обследования.

VI. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ШУРФОВОМУ ОБСЛЕДОВАНИЮ ГАЗОПРОВОДА

44. Работы по шурфовому обследованию газопровода рекомендуется проводить с целью:

анализа дефектов и повреждений металла труб и защитного покрытия газопровода, выявленных при обследовании без вскрытия грунта (бесшурфовом);

определения фактических свойств защитного покрытия и металла труб газопровода в шурфах.

45. Шурфы рекомендуется предусматривать в местах, где в результате проведения работ по обследованию газопровода без вскрытия грунта выявлены:

негерметичность газопровода;

дефекты и сквозные повреждения защитного покрытия.

При отсутствии утечек газа и повреждений защитного покрытия шурфы рекомендуется предусматривать на потенциально опасных участках газопровода, где имеется воздействие (или присутствие) следующих факторов (или их сочетание):

высокая коррозионная агрессивность грунта;

область действия блуждающих токов;

нарушения в работе средств ЭХЗ;

аномалия металла трубы;

использование приборов затруднено индустриальными помехами,

а также для участков газопроводов:

проложенных в грунтах II типа просадочности;

проложенных в чрезмерно пучинистых и сильнопучинистых грунтах в зоне сезонного промерзания без отсыпки песчаным грунтом;

проложенных в многолетнемерзлых грунтах на участках их оттаивания;

при наличии действующих оползней;

на территориях, где за время эксплуатации газопровода зафиксированы землетрясения или производились горные разработки;

в местах проявления аномалий в процессе эксплуатации (деформации грунта, неоднократные продольные и поперечные перемещения, изменения глубины заложения ниже нормативной и т.д.);

в местах возможной деформации газопровода при выявлении изменений его местоположения.

46. В состав работ по определению фактического технического состояния газопровода во вскрытых шурфах рекомендуется включать:

проверку герметичности газопровода;

определение состояния защитного покрытия;

определение состояния поверхности металла и контроль геометрических размеров трубы;

определение физико-механических свойств металла трубы;

визуальный и измерительный контроль монтажных сварных соединений, попавших в пределы шурфа;

иные методы неразрушающего контроля монтажных сварных соединений, предусмотренных программой;

определение состояния сварных соединений;

определение коррозионной агрессивности грунта;

определение биокоррозионной агрессивности грунта;

определение опасного влияния блуждающего постоянного и переменного токов.

47. Проверку герметичности газопровода во вскрытом шурфе рекомендуется проводить в два этапа.

На первом этапе (перед началом работ для обеспечения безопасных условий их проведения) во вскрытом шурфе рекомендуется определять загазованность с применением газоанализаторов и течеискателей.

На втором этапе рекомендуется с помощью газоанализаторов и течеискателей или пузырьковым методом (обмыливанием) проводить контроль герметичности по поверхности газопровода в локальных зонах с дефектами защитного покрытия, металла трубы и сварных стыков (сквозных повреждений, вмятин, задиров, трещин и иных дефектов) газопровода.

Результаты проверки герметичности газопровода в шурфе рекомендуется указывать в протоколе, рекомендуемый образец которого приведен в приложении N 7 к Руководству.

48. Определение состояния защитного покрытия во вскрытом шурфе рекомендуется проводить

визуальным осмотром и инструментальными методами.

При визуальном осмотре защитного покрытия рекомендуется использовать данные паспорта газопровода и устанавливать:

тип и материал защитного покрытия;

внешний вид защитного покрытия;

наличие на покрытии морщин, вспучиваний и продавливаний;

расположение и площадь дефектов и повреждений.

Инструментальными методами рекомендуется определять фактические характеристики защитного покрытия:

толщину покрытия по периметру;

адгезию защитного покрытия к металлу;

величину переходного электрического сопротивления;

сплошность покрытия;

размеры и места расположения выявленных дефектов и повреждений.

При визуальном осмотре защитное покрытие оценивается:

сплошно;

с нарушенной сплошностью (с указанием суммарной поверхности повреждения защитного покрытия).

Допускается определять сплошность покрытия с помощью искровых дефектоскопов при соблюдении мер безопасности.

Адгезию различных типов защитных покрытий к металлу трубы и величину переходного электрического сопротивления защитного покрытия рекомендуется определять в соответствии с ГОСТ 9.602.

Результаты определения состояния защитного покрытия в шурфе рекомендуется оформлять протоколом, рекомендуемый образец которого приведен в приложении N 8 к Руководству.

49. Определение состояния поверхности металла и контроль геометрических размеров трубы (освобожденной от защитного покрытия) во вскрытом шурфе рекомендуется производить неразрушающими методами (визуальным, измерительным, ультразвуковым и т.д.).

Визуально рекомендуется определять:

состояние поверхности металла трубы (при длине обследуемого участка не менее 0,5 метра);

наличие и вид коррозии (общая или локальная).

Измерения рекомендуется проводить при контроле:

формы и размеров поперечного сечения трубы;

фактической толщины стенки трубы;

глубины и площади обнаруженных повреждений.

При обнаружении коррозионных повреждений трубы в зону обследования рекомендуется включать весь поврежденный участок.

В случае выявления коррозии на газопроводе, расположенном на расстоянии не более 50 метров от мест его пересечений или приближений к инженерным коммуникациям, которые являются возможным источником коррозионной опасности, рекомендуется проводить дополнительное обследование металла трубы в шурфах, вскрытых в местах наибольшего приближения к указанным коммуникациям.

Для измерения толщины стенки трубы рекомендуется применять толщиномеры, позволяющие производить измерения при одностороннем доступе и обеспечивающие точность измерений 0,1 миллиметр.

Для замера глубины дефекта рекомендуется использовать универсальные шаблоны сварщика или другие инструменты (приборы), обеспечивающие необходимую точность измерений.

50. Определение физико-механических свойств металла трубы рекомендуется проводить с целью оценки его деградационных изменений, происходящих при эксплуатации газопровода, в случаях:

выявления изменения места положения газопровода при деформации грунта, выводящей газопровод за пределы допустимого радиуса упругого изгиба (при $R < 1500 \cdot D_{нар}$, где $D_{нар}$ - наружный диаметр газопровода);

установления при шурфовом обследовании факта изменения размеров и формы поперечного сечения газопровода, если обследуемый участок не будет назначен на перекладку.

51. Приборным методом рекомендуется определять фактические значения временного сопротивления $(\sigma_{вф})$ и предела текучести $(\sigma_{тф})$. Допустимые значения находятся в пределах $\sigma_{тф} / \sigma_{вф} > 0,9$.

52. Фактические значения физико-механических свойств металла ($\sigma_{тф}$ и $\sigma_{вф}$) рекомендуется определять в соответствии с ГОСТ 10006-80 "Трубы металлические. Метод испытания на растяжение", утвержденным постановлением Госстандарта СССР от 31 марта 1980 г. N 1464 (далее - ГОСТ 10006-80), или путем пересчета значений твердости, полученных с помощью переносного твердомера или коэрцитиметра по методикам, предусмотренным эксплуатационной документацией соответствующего прибора.

53. Факт потери прочности рекомендуется подтверждать лабораторными испытаниями вырезанных образцов в соответствии с ГОСТ 22761-77 "Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Бринеллю переносными твердомерами статического действия", введенным постановлением Госстандарта СССР от 31 октября 1977 г. N 2554 (далее - ГОСТ 22761-77), ГОСТ 22762-77 "Металлы и сплавы. Метод измерения твердости на пределе текучести вдавливанием шара", введенным постановлением Госстандарта СССР от 31 октября 1977 г. N 2555 (далее - ГОСТ 22762-77) или иными методами.

54. При достижении соотношения $\sigma_{тф} / \sigma_{вф} \leq 0,9$, то есть при потере прочности металла трубы, подтвержденной лабораторными испытаниями, участок газопровода, для которого выполняется это соотношение, рекомендуется признать непригодным к эксплуатации.

55. Результаты замеров и расчетов при определении физико-механических свойств металла трубы рекомендуется фиксировать в протоколе, рекомендуемый образец которого приведен в приложении N 9 к Руководству.

56. Контроль наличия зоны концентрации напряжений (далее - ЗКН), а также дефектов неоднородности структуры металла и сварных соединений газопровода рекомендуется проводить аттестованными методами неразрушающего контроля (ультразвуковым, радиографическим, магнитометрическим и т.д.), определяемыми организацией, проводящей обследование.

Средства контроля, методика проведения измерений, порядок обработки и оформления результатов рекомендуется выбирать и выполнять в соответствии с нормативной документацией, устанавливающей требования к выбранному методу контроля.

57. Состояние монтажных сварных соединений рекомендуется определять в зоне вскрытых шурфов визуальным и измерительным контролем. При необходимости рекомендуется проводить визуальный и измерительный контроль заводских продольных или спиральных швов. По результатам визуального и измерительного контроля и иных методов неразрушающего контроля рекомендуется оформлять соответствующий документ.

Результаты проверки состояния сварных соединений рекомендуется указывать в протоколе, рекомендуемый образец которого приведен в приложении N 9 к Руководству. При этом, в целях идентификации проверяемых сварных соединений, в протоколе рекомендуется указывать географические координаты.

58. Оценку коррозионной агрессивности грунта по отношению к металлу (включая биокоррозионную агрессивность грунтов) по отобранным в шурфе пробам грунта в лабораторных условиях рекомендуется проводить в соответствии с ГОСТ 9.602.

59. Определение биокоррозионной агрессивности грунта на глубине укладки подземного стального газопровода рекомендуется проводить в соответствии с ГОСТ 9.602 по качественным признакам:

окраске грунта;

наличию в грунте восстановленных соединений серы, являющихся продуктами жизнедеятельности сульфатвосстанавливающих бактерий.

Результаты определения биокоррозионной агрессивности грунта рекомендуется указываются в протоколе, рекомендуемый образец которого приведен в приложении N 10 к Руководству.

60. Определение опасного влияния блуждающего постоянного и переменного токов при шурфовом обследовании рекомендуется проводить в соответствии с ГОСТ 9.602.

61. Результаты шурфового обследования рекомендуется указывать в акте шурфового обследования газопровода, рекомендуемый образец которого приведен в приложении N 11 Руководству.

VII. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ФАКТИЧЕСКОГО ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗОПРОВОДА И ОПРЕДЕЛЕНИЮ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ГАЗОПРОВОДА

62. Техническое состояние газопровода рекомендуется определять на основании результатов проведения его обследования.

63. В качестве критерия фактического технического состояния газопровода в настоящем Руководстве принята вероятность возникновения отказов, обусловленных техническим состоянием газопровода $P_{ТС}$.

Данный критерий комплексно учитывает условия эксплуатации газопровода и выявленные при проведении его обследования дефекты, повреждения и их динамику.

64. Определение фактического технического состояния и остаточного ресурса газопровода рекомендуется проводить в следующей последовательности:

анализ условий эксплуатации газопровода и выявленных при проведении его обследования дефектов, повреждений и их динамики;

оценка вероятности возникновения отказов, обусловленных техническим состоянием газопровода;

определение допустимости дальнейшей безопасной эксплуатации газопровода;

установление остаточного ресурса газопровода;

разработка рекомендаций по обеспечению безопасной эксплуатации газопровода.

Рекомендуемая схема алгоритма определения фактического технического состояния, допустимости эксплуатации и остаточного ресурса газопровода приведена в приложении N 12 к Руководству.

65. Анализ условий эксплуатации газопровода и выявленных при проведении его обследования дефектов, повреждений и их динамики рекомендуется производить в соответствии с методикой, приведенной в приложении N 13 к Руководству.

Анализу рекомендуется подвергать участки газопровода, характеризующиеся различными параметрами

технического состояния газопровода, особыми условиями эксплуатации, наличием источников опасностей и объектов, которые могут быть подвержены опасности в случае отказа газопровода.

66. Оценку вероятности возникновения отказов, обусловленных техническим состоянием газопровода $P_{ТС}$, рекомендуется производить в соответствии с приложением N 13 к Руководству и выполнять для двух вариантов:

при условии наличия дефектов и повреждений, выявленных при проведении обследования газопровода $P_{ТС1}$ (соответствует фактическому техническому состоянию газопровода);

при условии устранения выявленных дефектов и повреждений $P_{ТС2}$, (соответствует периоду дальнейшей безопасной эксплуатации до истечения остаточного ресурса).

67. Допустимость дальнейшей безопасной эксплуатации после проведения обследования газопровода до истечения остаточного ресурса рекомендуется определять путем сравнения значений двух вероятностей возникновения отказов:

обусловленной техническим состоянием газопровода $P_{ТС}$;

установленной в качестве допустимой $P_{Д}$.

Для газопроводов, возникновение отказов на которых может сопровождаться нанесением ущерба третьим лицам и окружающей среде, рекомендуется устанавливать $P_{Д} <= 0,05$.

При соблюдении условия $P_{ТС} < P_{Д}$ допускается продолжение эксплуатации газопровода до истечения остаточного ресурса.

68. Результаты определения фактического технического состояния и допустимости дальнейшей эксплуатации газопровода рекомендуется указывать в протоколе, рекомендуемый образец которого приведен в приложении N 14 к Руководству.

69. В зависимости от наличия дефектов, повреждений и их динамики, выявленных при проведении обследования газопровода, остаточный ресурс рекомендуется устанавливать по одному или нескольким из следующих критериев (методов):

вероятности возникновения отказов газопровода;

коррозионному утонению стенок и изменению механических характеристик металла труб газопровода;

усталостному повреждению металла;

другим методам и критериям.

В случае одновременного использования нескольких критериев (методов) остаточный ресурс газопровода рекомендуется определять по его наименьшему значению из рассчитанных по каждому критерию (методу).

Методика определения остаточного ресурса на основании вероятности возникновения отказов газопровода приведена в приложении N 15 к Руководству. Результаты расчета рекомендуется указывать в протоколе, рекомендуемый образец которого приведен в приложении N 16 к Руководству.

Для участков газопровода, на которых обнаружено обширное коррозионное утонение стенок труб, остаточный ресурс рекомендуется определять на основе информации о фактических параметрах коррозионных дефектов и физико-механических характеристиках труб, полученной при проведении обследования газопровода.

Рекомендуемая методика определения остаточного ресурса газопровода по коррозионному утонению стенок и изменению механических характеристик металла труб газопровода приведена в приложении N 17 к Руководству, рекомендуется форма протокола - в приложении N 18 к Руководству.

При обнаружении на обследуемом газопроводе ЗКН, в которых процессы коррозии, усталости и ползучести металла развиваются наиболее интенсивно, остаточный ресурс газопровода рекомендуется рассчитывать в соответствии с рекомендациями к конкретному методу, используемому при проведении обследования.

Выбор методов и критериев для установления остаточного ресурса газопровода определяется организацией, проводящей обследование.

70. С целью обеспечения безопасности эксплуатации газопровода на период времени от проведенного обследования до прогнозируемого перехода в предельное состояние, в дополнение к регламентным работам по мониторингу, техническому обслуживанию и текущему ремонту разрабатываются рекомендации, учитывающие фактическое, техническое состояние газопровода и предусматривающие:

установление сроков проведения проверок состояния охранных зон, технических осмотров и текущих ремонтов газопровода;

устранение конкретных нарушений условий безопасной эксплуатации газопровода, выявленных при его обследовании;

выполнение работ по текущему ремонту газопровода, исходя из характера обнаруженных неисправностей.

71. Результаты установления остаточного ресурса газопровода рекомендуется указывать в протоколе, рекомендуемый образец которого приведен в приложении N 19 к Руководству.

VIII. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОФОРМЛЕНИЮ РЕЗУЛЬТАТОВ ОБСЛЕДОВАНИЯ ГАЗОПРОВОДА

72. Результаты, полученные при выполнении отдельных видов работ, предусмотренных программой проведения обследования газопровода, рекомендуется оформлять в виде перечисленных ниже актов, протоколов, заключений, формы которых установлены документами в области стандартизации и другими нормативными документами:

акт анализа технической документации подземного стального газопровода;

результаты обследования подземного стального газопровода без вскрытия грунта:

акт технического обследования подземного стального газопровода;

протокол определения коррозионной агрессивности грунта;

протокол определения опасного влияния блуждающего постоянного тока;

протокол определения опасного влияния переменного тока;

протокол проверки эффективности работы средств ЭХЗ подземного стального газопровода;

протокол проверки состояния технических устройств, установленных на газопроводе;

результаты шурфового обследования:

акт шурфового обследования газопровода;

протокол проверки герметичности газопровода в шурфе;

протокол определения состояния защитного покрытия в шурфе;

протокол определения состояния металла трубы и сварных соединений подземного стального газопровода;

протокол результатов контроля ЗКН, дефектов неоднородности структуры металла и сварных соединений

на локальном участке газопровода;

протокол определения коррозионной агрессивности грунта;

протокол определения биокоррозионной агрессивности грунта;

результаты определения фактического технического состояния газопровода и установления предельного срока его дальнейшей эксплуатации:

протокол определения фактического технического состояния и допустимости дальнейшей эксплуатации подземного стального газопровода;

протоколы определения по различным критериям остаточного ресурса газопровода;

протокол установления остаточного ресурса газопровода.

73. Результаты, полученные при выполнении обследования газопровода, рекомендуется использовать для:

определения фактического технического состояния газопровода;

использования при проведении экспертизы промышленной безопасности газопровода;

оформления в виде приложений к заключению экспертизы.

Результаты технического обследования газопровода рекомендуется оформлять в виде отчета о проведенном обследовании в случае, если по результатам проведения технического обследования не проводится экспертиза промышленной безопасности газопровода.

Приложение N 1
к Руководству по безопасности
"Рекомендации по обследованию
подземных стальных газопроводов",
утвержденному приказом
Федеральной службы по экологическому,
технологическому и атомному надзору
от 9 октября 2023 г. N 364

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

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

Вероятность - характеристика возможности и частоты появления события (пункт 4.6.1.1 национального стандарта Российской Федерации "Менеджмент риска. Термины и определения" (ГОСТ Р 51897-2021 (ISO Guide 73:2009)), утвержденного и введенного в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 11 ноября 2021 г. N 1489-ст (далее - ГОСТ Р 51897-2021)).

Вероятность безотказной работы - вероятность того, что в пределах заданной наработки отказ объекта не возникнет (пункт 85 национального стандарта Российской Федерации "Надежность в технике. Надежность объекта. Термины и определения" (ГОСТ Р 27.102-2021 ISO (Guide 73:2009)), утвержденного и введенного в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 8 октября 2021 N 1104-ст (далее - ГОСТ Р 27.102-2021)).

Вероятность отказа - вероятность возникновения отказа изделия в пределах заданной наработки (пункт 3.1.1 национального стандарта Российской Федерации "Надежность в технике. Модели отказов" (ГОСТ Р 27.004-2009), утвержденного и введенного в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 15 декабря 2009 г. N 1244-ст (далее - ГОСТ Р 27.004-2009)).

Примечания:

1. Вероятность отказа является дополнением до единицы вероятности безотказной работы.

2. Назначение вероятности отказа равно отношению числа отказов испытанных изделий к числу их испытаний.

Газопровод - линейное сооружение, состоящее из соединенных между собой труб, предназначенное для транспортирования газа (пункт 3.1.4 ГОСТ 34741-2021).

Дефект - каждое отдельное несоответствие продукции установленным требованиям (пункт 38 ГОСТ 15467-79 (СТ СЭВ 3519-81) "Управление качеством продукции. Основные понятия. Термины и определения", введенного в действие постановлением Госстандарта СССР от 26 января 1979 г. N 244).

Исправное состояние (исправность) - состояние объекта, в котором все параметры объекта соответствуют всем требованиям, установленным в документации на этот объект (пункт 12 ГОСТ Р 27.102-2021).

Контроль технического состояния - проверка соответствия значений параметров объекта требованиям технической документации и определение на этой основе одного из заданных видов технического состояния в данный момент времени. Видами технического состояния являются, например, исправное, работоспособное, неисправное, неработоспособное и т.п. в зависимости от значений параметров в данный момент времени (пункт 5 ГОСТ 20911-89 "Техническая диагностика. Термины и определения", утвержденного постановлением Госстандарта СССР от 26 декабря 1989 г. N 4143).

Мониторинг технического состояния - составная часть технического обслуживания, представляющая собой наблюдение за объектом с целью получения информации о его техническом состоянии и рабочих параметрах (пункт 72 ГОСТ Р 27.102-2021).

Наработка - продолжительность или объем работы объекта. Примечание: наработка может быть как

непрерывной величиной (продолжительность работы в часах, километраж пробега и т.п.), так и дискретной величиной (число рабочих циклов, запусков и т.п.) (пункт 24 ГОСТ Р 27.102-2021).

Неисправное состояние (неисправность) - состояние объекта, в котором хотя бы один параметр объекта не соответствует хотя бы одному из требований, установленных в документации на этот объект (пункт 13 ГОСТ Р 27.102-2021).

Неработоспособное состояние - состояние объекта, в котором значение хотя бы одного из параметров, характеризующих способность объекта выполнять заданные функции, не соответствует требованиям документации на этот объект (пункт 15 ГОСТ Р 27.102-2021).

Примечания:

1. Для сложных объектов возможно деление их неработоспособных состояний. При этом из множества неработоспособных состояний выделяют частично неработоспособные состояния, в которых объект способен частично выполнять требуемые функции.

2. Исправный объект всегда работоспособен, неисправный объект может быть как работоспособным, так и неработоспособным. Работоспособный объект может быть исправен и неисправен, неработоспособный объект всегда неисправен.

Несоответствие - невыполнение требования (пункт 3.6.2 межгосударственного стандарта "Системы менеджмента качества. Основные положения и словарь" (ГОСТ ISO 9000-2011 (ISO 9000:2005, IDT)), введенного в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 22 декабря 2011 г. N 1574-ст (далее - ГОСТ ISO 9000-2011).

Отказ - событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния объекта (пункт 36 ГОСТ Р 27.102-2021).

Примечания:

1. Отказ может быть полным или частичным.

2. Полный отказ характеризуется переходом объекта в неработоспособное состояние.

3. Частичный отказ характеризуется переходом объекта в частично неработоспособное состояние.

Оценка технического состояния - комплекс работ, выполняемый в рамках мониторинга технического состояния сетей газораспределения и/или газопотребления для определения величины риска отказов и принятия решения о его допустимости (пункт 24 национального стандарта Российской Федерации "Системы газораспределительные. Термины и определения" (ГОСТ Р 53865-2019), утвержденного и введенного в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 20 декабря 2019 г. N 1428-ст (далее - ГОСТ Р 53865-2019)).

Повреждение - событие, заключающееся в нарушении исправного состояния объекта при сохранении работоспособного состояния (пункт 38 ГОСТ Р 27.102-2021).

Предельное состояние - состояние объекта, в котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно (пункт 19 ГОСТ Р 27.102-2021).

Примечание: недопустимость дальнейшей эксплуатации устанавливают на основе критериев предельного состояния объекта.

Срок службы - календарная продолжительность эксплуатации объекта от начала эксплуатации или ее возобновления после капитального ремонта до момента достижения объектом предельного состояния (пункт 29 ГОСТ Р 27.102-2021).

Работоспособное состояние - состояние объекта, в котором значения всех параметров, характеризующих

его способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативной и технической документации (пункт 14 ГОСТ Р 27.102-2021).

Примечание: отсутствие необходимых внешних ресурсов может препятствовать работе объекта, но это не влияет на его пребывание в работоспособном состоянии.

Событие - происшествие, проявление или изменение совокупности обстоятельств (пункт 4.5.1.3 ГОСТ Р 51897-2021).

Примечания:

1. Событие может быть единичным или многократным, иметь несколько причин и приводить к нескольким последствиям.

2. Событие может заключаться в том, что ожидаемое явление не имело места или случилось что-то непредвиденное.

3. Событие может также быть названо терминами "инцидент" или "несчастный случай".

4. Событие без последствий может также быть названо терминами "случай без происшествий", "инцидент", "потенциальное происшествие" или "предаварийная ситуация".

Техническое состояние объекта - состояние, которое характеризуется в определенный момент времени, при определенных условиях внешней среды, значениями параметров, установленных технической документацией на объект (пункт 2 ГОСТ 20911-89 "Техническая диагностика. Термины и определения", утвержденного постановлением Госстандарта СССР от 26 декабря 1989 г. N 4143).

Требование - потребность или ожидание, которое установлено, обычно предполагается или является обязательным. Примечание: слова "обычно предполагается" означают, что это общепринятая практика организации, потребителей и других заинтересованных сторон, когда предполагаются рассматриваемые потребности или ожидания (пункт 3.1.2 ГОСТ ISO 9000-2011).

Класс сооружения - характеристика, устанавливающая требования к обеспечению надежности здания или сооружения в соответствии с уровнем его ответственности на основании технических параметров и функционального назначения (пункт 2.1.24 межгосударственного стандарта "Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения" (ГОСТ 27751-2014 (ISO 2394:1998, NEQ)), введенного в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 11 декабря 2014 г. N 1974-ст (далее - ГОСТ 27751-2014).

Приложение N 2
к Руководству по безопасности
"Рекомендации по обследованию
подземных стальных газопроводов",
утвержденному приказом
Федеральной службы по экологическому,
технологическому и атомному надзору
от 9 октября 2023 г. N 364

(Рекомендуемый образец)

АКТ АНАЛИЗА ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ ГАЗОПРОВОДА

Дата составления: "__" _____ 20__ г.
Имущественная принадлежность газопровода:

_____

Адрес газопровода и N исполнительного чертежа

_____

Назначение газопровода

_____

1. Основные характеристики газопровода

N проекта	
Год(ы) постройки	
Год ввода в эксплуатацию	
Протяженность общая, метр	
Диаметр, миллиметры	
Давление проектное, мегапаскаль	
Давление рабочее, мегапаскаль	
Пропускная способность газопровода проектная/фактическая	
Класс сооружения	
Тип(ы) защитного покрытия (нормальное, усиленное, весьма усиленное)	
Материал и конструкция защитного покрытия	
Тип средств ЭХЗ и дата ввода	
Эксплуатационная организация	

2. Перечень рассмотренной документации:

_____

_____

_____

_____

_____

_____

_____

_____

3. Характеристики газопровода и технических устройств на нем

Расположение участка на исполнительной документации		Технические устройства	Диаметр, миллиметр	Толщина стенки трубы, миллиметр	Стандартна трубы
ПК	протяженность, метр				

4. Пересечение с искусственными и естественными преградами

Расположение участка на исполнительной документации		Наименование и характеристика пересекающей преграды	Наличие футляра
ПК	протяженность, метр		

5. Особенности прокладки газопровода

Расположение участка на исполнительной документации		Прокладка в пучинистых и слабонесущих грунтах, на подрабатываемых территориях; в зонах с проявлением карстовых явлений; недопустимое приближение к инженерным коммуникациям (указать)	Примечание
ПК	протяженность, метр		

6. Характеристика грунта

Расположение участка на исполнительной документации		Тип грунта (указать)	Коррозионная агрессивность
ПК	протяженность, метр		

7. Система электрохимической защиты

Зона действия средств ЭХЗ		Тип средств ЭХЗ	Опорная точка	Потенциал относительно МЭС, вольт		Продолжительность отключения за 10 лет, сутки	Примечания
от ПК	до ПК			суммарный	поляризационный		

8. Электроизолирующие соединения на газопроводе

N	Адрес (постоянные ориентиры)	Место установки	Дата проверки	Диаметр, миллиметр	Тип	Работоспособность

9. Шунтирующие токовые перемычки

N	Адрес (постоянные ориентиры)	Тип установки (подземная/ надземная)	Место установки			
			сооружение 1		сооружение 2	
			Диаметр, миллиметр	Давление, мегапаскаль	Диаметр, миллиметр	Давление, мегапаскаль

10. Сведения о ремонтных и профилактических работах

N	Дата	Место расположения по схеме, ПК	Вид повреждения и его причины	Вид выполненного ремонта

Приложение: Схема обследуемого газопровода

Акт составлен:

_____ _____

(должность, наименование организации, личная подпись, инициалы, фамилия)

Приложение N 3
к Руководству по безопасности
"Рекомендации по обследованию
подземных стальных газопроводов",
утвержденному приказом
Федеральной службы по экологическому,
технологическому и атомному надзору
от 9 октября 2023 г. N 364

РЕКОМЕНДУЕМАЯ ПРОГРАММА ПРОВЕДЕНИЯ ОБСЛЕДОВАНИЯ ГАЗОПРОВОДА

Вид работ
1. Анализ технической документации
2. Обследование газопровода без вскрытия грунта:
2.1. Проверка соответствия трассы газопровода исполнительной документации
2.2. Проверка газопровода на герметичность
2.3. Оценка состояния защитного покрытия
2.4. Оценка коррозионной агрессивности грунта
2.5. Определение опасного влияния блуждающего постоянного и переменного токов
2.6. Проверка эффективности работы средств ЭХЗ
2.7. Проверка состояния технических устройств, установленных на газопроводе
2.8. Выявление участков газопровода с аномалиями металла труб
3. Шурфовое обследование газопровода:
3.1. Выбор мест закладки шурфов
3.2. Проверка герметичности газопровода
3.3. Определение состояния защитного покрытия
3.4. Определение состояния поверхности металла и контроль геометрических размеров трубы
3.5. Определение физико-механических свойств металла трубы
3.6. Контроль ЗКН, дефектов, неоднородности структуры металла и сварных соединений
3.7. Определение состояния сварных соединений
3.8. Определение коррозионной агрессивности грунта
3.9. Определение биокоррозионной агрессивности грунта
4. Определение фактического технического состояния газопровода и установление предельного срока его дальнейшей эксплуатации
4.1. Анализ условий эксплуатации газопровода и выявленных при проведении его обследования дефектов, повреждений и их динамики
4.2. Оценка вероятности возникновения отказов, обусловленных техническим состоянием газопровода

4.3. Принятие решения о допустимости дальнейшей безопасной эксплуатации газопровода до прогнозируемого его перехода в предельное состояние
4.4. Установление остаточного ресурса газопровода
4.5. Разработка рекомендаций по обеспечению безопасной эксплуатации газопровода до прогнозируемого его перехода в предельное состояние
5. Оформление результатов обследования газопровода

Приложение N 4
к Руководству по безопасности
"Рекомендации по обследованию
подземных стальных газопроводов",
утвержденному приказом
Федеральной службы по экологическому,
технологическому и атомному надзору
от 9 октября 2023 г. N 364

(Рекомендуемый образец)

ПРОТОКОЛ ПРОВЕРКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ ГАЗОПРОВОДА

Дата обследования: "__" _____ 20__ г.
Организация-владелец (балансодержатель)

_____

Эксплуатационная организация

_____

Название газопровода и N исполнительного чертежа

_____

Назначение газопровода

_____

Общая протяженность ___ метров, диаметр ____ миллиметров, рабочее давление _____ мегапаскаля.

1. Средства измерений

Наименование прибора	N прибора	Назначение прибора	Свидетельство и дата следующей поверки (калибровки)

2. Результаты контроля:

2.1. Результаты контроля защитных потенциалов

Расположение участка на исполнительной документации		Величина стационарного потенциала, вольт	Величина суммарного потенциала, вольт	Величина поляризационного потенциала, вольт
ПК	Протяженность, метр			

2.2. Результаты контроля параметров средств ЭХЗ

Наименование контролируемых параметров	Единица измерения	Значение параметра				
		УЗ-1	УЗ-2	УЗ-3	УЗ-...	УЗ-N
Рабочий выходной ток	ампер					
Выходное напряжение	вольт					
Максимальное значение тока	ампер					
Максимальное значение напряжения	вольт					
Запас по току	процент					
Запас по напряжению	"					
Соотношение величин выходного и максимального напряжения	"					
Период неработоспособности за последние 10 лет	месяц					
Координаты средств ЭХЗ GPS/Глонасс	(WGS 84)					

3. Выводы:

_____

Обследование провели:

_____ _____

(должность, наименование организации, личная подпись, инициалы, фамилия)

Приложение N 5
к Руководству по безопасности
"Рекомендации по обследованию
подземных стальных газопроводов",
утвержденному приказом
Федеральной службы по экологическому,
технологическому и атомному надзору
от 9 октября 2023 г. N 364

(Рекомендуемый образец)

ПРОТОКОЛ ПРОВЕРКИ СОСТОЯНИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ УСТРОЙСТВ, УСТАНОВЛЕННЫХ НА ГАЗОПРОВОДЕ

Дата обследования: "__" _____ 20__ г.
Организация-владелец (балансодержатель)

_____

Эксплуатационная организация

_____

Название газопровода и N исполнительного чертежа

_____

Назначение газопровода

_____

Общая протяженность ___ метров, диаметр ____ миллиметров, рабочее давление _____ мегапаскаля.

1. Средства измерений

Наименование средства измерения	N средства измерения	Назначение средства измерения	Свидетельство и дата следующей поверки (калибровки)

2. Результаты обследования технических устройств

Место расположения (ПК) GPS/Глонасс	Тип технического устройства	Вид установки	Выявленные дефекты и повреждения	Рекомендации по обеспечению безопасной эксплуатации	Выводы

Обследование провели:

_____ _____ _____

(должность, наименование организации, личная подпись, инициалы, фамилия)

Приложение N 6
к Руководству по безопасности
"Рекомендации по обследованию
подземных стальных газопроводов",
утвержденному приказом
Федеральной службы по экологическому,
технологическому и атомному надзору
от 9 октября 2023 г. N 364

(Рекомендуемый образец)

АКТ ОБСЛЕДОВАНИЯ ГАЗОПРОВОДА БЕЗ ВСКРЫТИЯ ГРУНТА

Дата обследования: "__" _____ 20__ г.
Имущественная принадлежность газопровода

Эксплуатационная организация

---

1. Наименование газопровода

---

2. Давление газа в газопроводе, мегапаскаль

---

3. Длина газопровода, метр

---

4. Состояние защитного покрытия проверялось (топографическая привязка точек контроля GPS/Глонасс)
_____

Обнаружено мест "индикаций" прибора с приложением эскизов

---

5. Герметичность газопровода проверялась

Обнаружено мест "индикаций" прибора с приложением эскизов

Акт составлен:

(должность, наименование организации)	(фамилия, имя, отчество)	(подпись)	(дата)
(должность, наименование организации)	(фамилия, имя, отчество)	(подпись)	(дата)

Приложение N 7
к Руководству по безопасности
"Рекомендации по обследованию
подземных стальных газопроводов",
утвержденному приказом
Федеральной службы по экологическому,
технологическому и атомному надзору
от 9 октября 2023 г. N 364

(Рекомендуемый образец)

ПРОТОКОЛ ПРОВЕРКИ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ГАЗОПРОВОДА В ШУРФЕ

Дата обследования: "__" _____ 20__ г.
Имущественная принадлежность газопровода

_____

Адрес газопровода и N исполнительного чертежа

_____

Назначение газопровода

_____

Общая протяженность ___ метров, диаметр ____ миллиметров, рабочее давление _____ мегапаскаля.

1. Параметры шурфа

N шурфа	Привязка шурфа по схеме (ПК)	Протяженность шурфа, метр	Примечания

2. Средства измерений

Наименование прибора	N прибора	Назначение прибора	Свидетельство и дата следующей поверки (калибровки)

3. Результаты измерений

Параметр контроля	Результат контроля	Место расположения (координаты)	Размеры, вид утечки
Загазованность шурфа (наличие негерметичности)			

Измерения провели:

_____ _____

(должность, наименование организации, личная подпись, инициалы, фамилия)

_____ _____

(должность, наименование организации, личная подпись, инициалы, фамилия)

Приложение N 8
к Руководству по безопасности
"Рекомендации по обследованию
подземных стальных газопроводов",
утвержденному приказом
Федеральной службы по экологическому,
технологическому и атомному надзору
от 9 октября 2023 г. N 364

(Рекомендуемый образец)

ПРОТОКОЛ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОСТОЯНИЯ ЗАЩИТНОГО ПОКРЫТИЯ В ШУРФЕ

Дата обследования: "__" _____ 20__ г.
Имущественная принадлежность газопровода

_____

Адрес газопровода и N исполнительного чертежа

_____

Назначение газопровода

_____

Общая протяженность ___ метров, диаметр ____ миллиметров, рабочее давление _____ мегапаскаля.

1. Параметры шурфа

N шурфа	Привязка шурфа по схеме (ПК) (топографическая привязка точек контроля GPS/Глонасс)	Протяженность шурфа, метр	Примечания

2. Средства измерения

Наименование прибора	N прибора	Назначение прибора	Свидетельство и дата следующей поверки (калибровки)

3. Результаты измерений

3.1. Характеристики защитного покрытия

N шурфа	Основа покрытия	Тип покрытия	Армирующий материал	Наличие праймера	Адгезия

3.2. Толщина защитного покрытия

N шурфа	Толщина покрытия, миллиметр				Среднее значение, миллиметр
	0 градусов	90 градусов	180 градусов	270 градусов	

3.3. Переходное сопротивление защитного покрытия

N шурфа	Диаметр газопровода, миллиметр	Площадь электрода-бандажа, квадратный метр	Напряжение, вольт	Сила тока, ампер	$R_{пер}$, ОМ на квадратный метр	$R_{пер\ ср.}$, ОМ на квадратный метр

3.4. Повреждения защитного покрытия

N шурфа	Внешний вид покрытия	Тип повреждения	Размеры повреждения	Причины повреждения

4. Выводы: Выявлено мест с дефектами защитного покрытия, из них:

Дефекты	Количество, штук
Сквозные повреждения	
Неудовлетворительная адгезия	
Отсутствие адгезии	
Переходное сопротивление ниже предельно допустимого значения	
Полная деструкция	

Измерения провели:

_____ _____

(должность, наименование организации, личная подпись, инициалы, фамилия)

Приложение N 9
к Руководству по безопасности
"Рекомендации по обследованию
подземных стальных газопроводов",
утвержденному приказом
Федеральной службы по экологическому,
технологическому и атомному надзору
от 9 октября 2023 г. N 364

(Рекомендуемый образец)

ПРОТОКОЛ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОСТОЯНИЯ МЕТАЛЛА ТРУБЫ И СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ГАЗОПРОВОДА

Дата обследования: "__" _____ 20__ г.
Имущественная принадлежность газопровода

_____

Адрес газопровода и N исполнительного чертежа

_____

Назначение газопровода

_____

Общая протяженность ___ метров, диаметр ____ миллиметров, рабочее давление _____ мегапаскаля.

1. Параметры шурфа

N шурфа	Привязка шурфа по схеме (ПК) (топографическая привязка точек контроля GPS/Глонасс)	Протяженность шурфа, метр	Примечания

2. Средства измерений

Наименование прибора	N прибора	Назначение прибора	Свидетельство и дата следующей поверки (калибровки)

3. Результаты измерений

3.1. Геометрические параметры

N шурфа	Наружный диаметр, миллиметр		Толщина стенки трубы, миллиметр			
	0 градусов	90 градусов	0 градусов	90 градусов	180 градусов	270 градусов

3.2. Механические и коррозионные повреждения металла трубы

N шурфа	Вид повреждения	Расположение, градус	Площадь, квадратный миллиметр (диаметр, миллиметр)	Глубина, миллиметр	Толщина стенки на неповрежденном участке, миллиметр

3.3. Механические характеристики металла трубы

N шурфа	Показания прибора	Среднее значение	Твердость	Временное сопротивление, мегапаскаль	Предел текучести, мегапаскаль

3.4. Состояние сварных соединений

Случаи разгерметизации сварных соединений

Наличие поперечных сварных соединений газопровода в шурфе:

Необходимость проверки сварных соединений

Состояние сварных соединений

протоколы N

4. Выводы

Выявлено дефектов металла трубы и сварных соединений, из них:

Дефекты	Количество, штук
Сквозные коррозионные повреждения более 1 миллиметра в диаметре	
Сквозные коррозионные повреждения менее 1 миллиметра в диаметре	
Язвенная (точечная) коррозия	
Общая коррозия с остаточной толщиной стенки трубы менее 70 процентов от номинальной	
Общая коррозия с остаточной толщиной стенки трубы более 70 процентов от номинальной	
Механические повреждения	
Негерметичность сварных соединений	
Разрыв сварных соединений	
Потеря прочности	

Измерения провели:

(должность, наименование организации, личная подпись, инициалы, фамилия)

(должность, наименование организации, личная подпись, инициалы, фамилия)

Приложение N 10
к Руководству по безопасности
"Рекомендации по обследованию
подземных стальных газопроводов",
утвержденному приказом
Федеральной службы по экологическому,
технологическому и атомному надзору
от 9 октября 2023 г. N 364

(Рекомендуемый образец)

ПРОТОКОЛ ОПРЕДЕЛЕНИЯ БИОКОРРОЗИОННОЙ АГРЕССИВНОСТИ ГРУНТА

Дата обследования: "__" _____ 20__ г.
Имущественная принадлежность газопровода

_____

Адрес газопровода и N исполнительного чертежа

_____

Назначение газопровода

_____

Общая протяженность ___ метров, диаметр ____ миллиметров, рабочее давление _____ мегапаскаля.

1. Параметры шурфа

N шурфа	Привязка шурфа по схеме (ПК) (топографическая привязка точек контроля GPS/Глонасс)	Протяженность шурфа, метр	Примечания

2. Результаты измерений

N шурфа	Окраска грунта	Наличие восстановительных соединений серы	Биокоррозионная агрессивность грунта

Измерения провели:

_____ _____

(должность, наименование организации, личная подпись, инициалы, фамилия)

_____ _____

(должность, наименование организации, личная подпись, инициалы, фамилия)

Приложение N 11
к Руководству по безопасности
"Рекомендации по обследованию
подземных стальных газопроводов",
утвержденному приказом
Федеральной службы по экологическому,
технологическому и атомному надзору
от 9 октября 2023 г. N 364

(Рекомендуемый образец)

АКТ ШУРФОВОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ ГАЗОПРОВОДА

Дата обследования: "__" _____ 20__ г.
Имущественная принадлежность газопровода

_____

Эксплуатационная организация

_____

1. Наименование газопровода

_____

2. Адрес расположения шурфа

_____

3. Длина шурфа, метр

_____

4. Координаты шурфа по GPS/Глонасс (WGS 84)

_____

5. Основание для проведения обследования

_____

(дефект изоляции, утечка и другое)

6. Характеристика трубопровода:

давление газа _____

(высокое, среднее, низкое)

материал _____

наружный диаметр, миллиметр _____

толщина стенки, миллиметр _____

глубина заложения трубопровода (от верхней образующей трубопровода до поверхности земли), метр
_____

год(ы) строительства _____

7. Состояние защитного покрытия:

конструкция _____

(нормальный типа, усиленного типа, весьма усиленного типа)

материал _____

(полимерное, ленточное полимерно-битумное, мастичное и другое)

толщина (из паспорта газопровода), миллиметр _____

толщина (фактическая), миллиметр _____

адгезия (из паспорта газопровода), ньютон на квадратный сантиметр, мегапаскаль _____

адгезия (фактическая), ньютон на квадратный сантиметр, мегапаскаль _____

наличие повреждений _____

(гофры, складки, пустоты, механические и другое)

сквозные повреждения _____

(нет/ориентир по часовой шкале от 12:00 до 24:00)

площадь сквозных повреждений, квадратный сантиметр _____

переходное электрическое сопротивление, ом на квадратный метр _____

наружная обертка и ее состояние _____

(нет/материал, удовлетворительное, неудовлетворительное)

наличие влаги под защитным покрытием _____

8. Состояние наружной поверхности трубы:

наличие ржавчины на трубе под изоляцией, в местах отсутствия или повреждения защитного покрытия _____

характер ржавчины _____

цвет, бугристая, сплошная, легко или трудноотделяемая от трубы)

наличие сквозных или несквозных язв

_____

(ориентир по часовой шкале от 12:00 до 24:00, примерное число на 1 квадратный дециметр)

размеры язв, миллиметр _____

(диаметр, глубина)

9. Характеристика грунта:

тип

(глина, песок, суглинок, торф, известняк, чернозем, гравий-щебень и другое)

состояние грунта

(сухой, влажный, мокрый)

наличие грунтовой воды

наличие загрязнений

10. Результаты коррозионных исследований:

коррозионная агрессивность грунта

удельное электрическое сопротивление грунта, ом на метр

средняя плотность катодного тока, ампер на квадратный метр

биокоррозионная агрессивность грунта

наличие опасного действия блуждающего постоянного и переменного токов

11. Источники блуждающих токов в районе обследуемого газопровода

12. Тип средств ЭХЗ порядковый N

(катодная, дренаж, протекторы)

13. Дата ввода в эксплуатацию

14. Суммарное время простоя до обнаружения повреждения

15. Потенциал газопровода относительно насыщенного МЭС

при включенной ЭХЗ, вольт

при отключенной ЭХЗ, вольт

16. Заключение о предполагаемых причинах коррозии

17. Предлагаемые противокоррозионные мероприятия

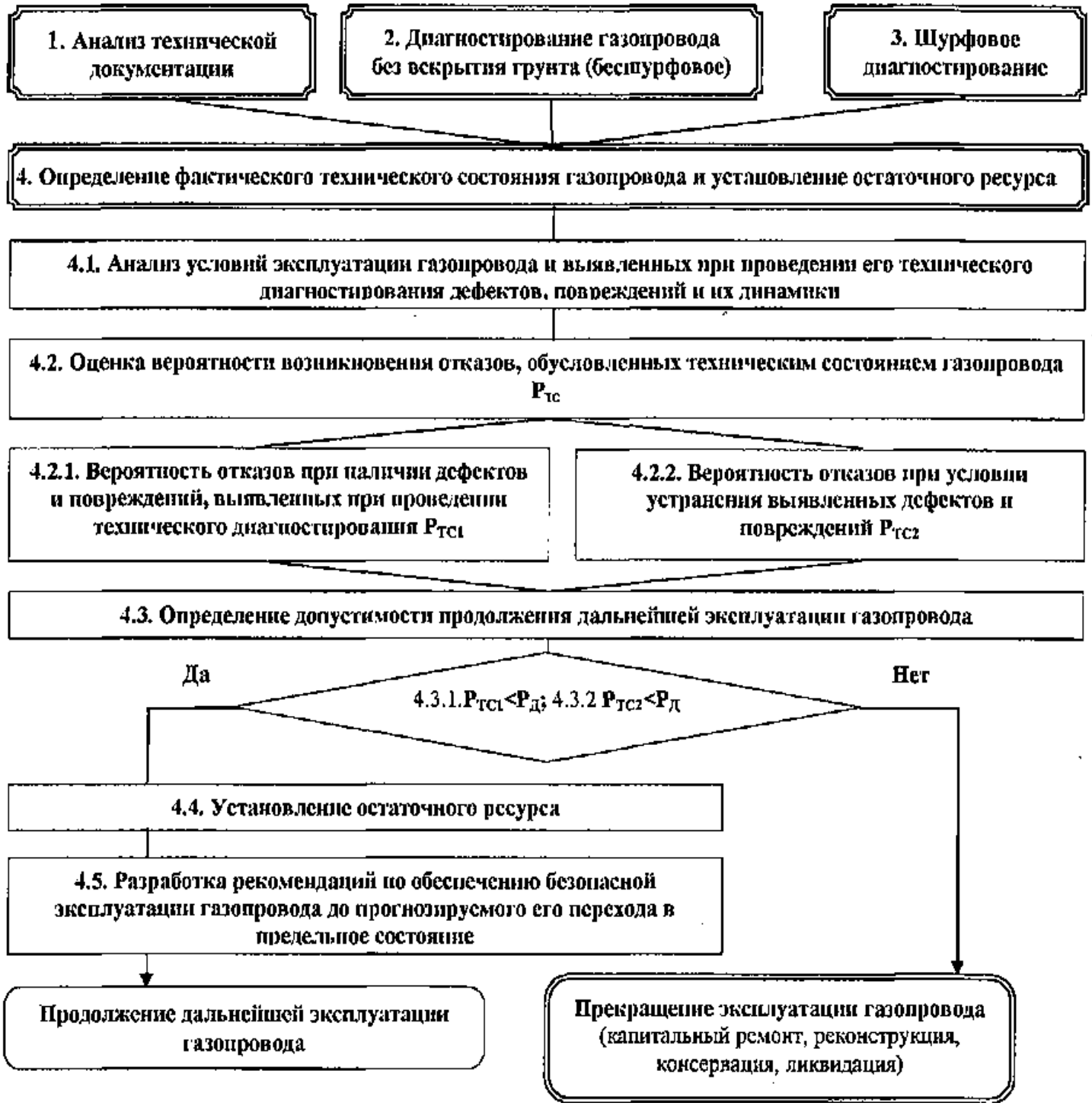
Акт составлен:

(должность, наименование организации)	(фамилия, имя, отчество)	(подпись)	(дата)
(должность, наименование организации)	(фамилия, имя, отчество)	(подпись)	(дата)

Приложение N 12
к Руководству по безопасности
"Рекомендации по обследованию
подземных стальных газопроводов",
утвержденному приказом
Федеральной службы по экологическому,
технологическому и атомному надзору
от 9 октября 2023 г. N 364

(Рекомендуемая)

СХЕМА АЛГОРИТМА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФАКТИЧЕСКОГО ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ, ДОПУСТИМОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ГАЗОПРОВОДА



Приложение N 13
к Руководству по безопасности
"Рекомендации по обследованию
подземных стальных газопроводов",
утвержденному приказом
Федеральной службы по экологическому,
технологическому и атомному надзору
от 9 октября 2023 г. N 364

(Рекомендуемая)

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ОТКАЗОВ, ОБУСЛОВЛЕННЫХ ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ ГАЗОПРОВОДА

1. Вероятность возникновения отказа, обусловленного техническим состоянием газопровода, определяется для участка газопровода протяженностью не более 1 километра по следующим формулам:

при наличии дефектов и повреждений, выявленных при проведении обследования:

$$P_{TC1} = 1 - \prod_{si=1}^{S} \left[1 - K_{\Sigma} P\left(A_{si}\right)\right]^{m_s}, \qquad (1)$$

при условии устранения выявленных дефектов и повреждений (с учетом дефектов и повреждений, не обнаруженных по объективным и субъективным причинам):

$$P_{TC2} = 1 - \prod_{si=1}^{S} \left[1 - K_{\Sigma} P\left(A_{si}\right)\right]^{l_s}, \qquad (2)$$

где:

s - количество типов дефектов и повреждений, шт.;

K_{Σ} - корректирующий коэффициент опасности дефектов и повреждений, учитывающий влияние условий эксплуатации и динамики возникновения дефектов и повреждений, определяется как произведение индивидуальных коэффициентов K_i по формуле:

$$K_{\Sigma} = \prod_{i=1}^{n} K_i, \qquad (3)$$

где:

n - количество корректирующих коэффициентов, шт.;

$P(A_{si})$ - потенциальная вероятность возникновения отказа из-за S_i-того дефекта или повреждения;

m_s - количество дефектов или повреждений одного типа, выявленных при проведении обследования на обследуемом участке газопровода, шт.;

l_s - количество необнаруженных дефектов и/или повреждений, шт., определяется по формуле:

$$l_s = m_s \cdot [(I - P_{д\text{-}оп}(B_{si})) / P_{д\text{-}оп}(B_{si})], \quad (4)$$

где:

$P_{д\text{-}оп}(B_{si})$ - вероятность обнаружения дефекта или повреждения (системой дефектоскоп-оператор).

2. Значения вероятности отказа, обусловленного возникновением на газопроводе различных типов дефектов и повреждений, и корректирующих коэффициентов опасности дефектов и повреждений определяются по статистическим данным об отказах на газопроводах по формулам:

$$P\left(A_{si}\right) = \frac{1}{N_{si}} \qquad (5)$$

$$K_i = K_B \cdot \frac{N_i}{N_{min}} \qquad (6)$$

где:

N_{si} - средняя частота возникновения данного типа дефектов на газопроводе, приходящихся на один отказ 1/(километр·год);

K_B - весовой коэффициент условий эксплуатации, учитывает разную степень влияния различных групп условий эксплуатации (K_B = 1... 1,2);

N_i, N_{min} - частота возникновения дефектов в одной из групп условий эксплуатации.

Корректирующий коэффициент опасности дефектов и повреждений K_i позволяет учитывать влияние характеристик газопровода и условий его эксплуатации на степень опасности дефектов и повреждений (возникновение отказа).

Рекомендуемые значения $P(A_{si})$ и K_i, полученные из статистических данных, приведены соответственно в таблицах N 1 и N 2.

Таблица N 1

Степень опасности дефектов и повреждений

Характеристики дефектов и повреждений		$P(A_{si})$
Дефекты и повреждения защитного покрытия		
Механические и структурные	Повреждения	0,002
	Неудовлетворительная адгезия в шурфе	0,003
	Отсутствие адгезии на всем участке	0,030
	Переходное сопротивление в шурфе меньше предельно допустимого значения	0,001
	Деструкция защитного покрытия на всем участке	0,005
Дефекты и повреждения металла трубы		
Коррозионные	Сквозные более 1 миллиметра в диаметре	0,200
	Сквозные менее 1 миллиметра в диаметре	0,100
	Локальные (язвенные, точечные)	0,015
	Общие при остаточной толщине стенки менее 70 процентов от номинальной	0,010
Характеристики дефектов и повреждений		P(Asi)
	Общие при остаточной толщине стенки от 99 до 70 процентов номинальной	0,005
Структурные	Потеря прочности тела трубы $\sigma_{тф} / \sigma_{вф} > 0,9$	0,700
	Разрыв сварного соединения	0,200
Характеристики дефектов и повреждений		P(Asi)
	Негерметичность сварного соединения	0,100

Таблица N 2

Значения корректирующих коэффициентов опасности
дефектов и повреждений на газопроводе

Характеристики подземного газопровода		K_i возможное
Условия эксплуатации		
Вид газопровода	межпоселковый	1,00
	распределительный	1,05
	ввод	1,10
Давление газа	низкое	1,00
	среднее	1,05
	высокое	1,10
Наличие перехода газопровода через естественные и искусственные преграды	отсутствует	1,00
	водная преграда	1,05
	автомобильная или железная дорога	1,15
Нормативные расстояния от сети газораспределения	соблюдены	1,00
	не соблюдены	1,05
Защитный потенциал обеспечен:	-	-
по всей протяженности газопровода или средств ЭХЗ не требуется	-	1,00
не по всей протяженности в грунтах с высокой коррозионной (включая биокоррозионную) агрессивностью или при наличии опасного влияния блуждающих токов (постоянного, переменного)	-	1,10
не по всей протяженности в грунтах с высокой коррозионной (включая биокоррозионную) агрессивностью и при наличии опасного влияния блуждающих токов (постоянного, переменного)	-	1,20
Перерывы в работе средств ЭХЗ свыше допустимых нормативной документацией сроков	-	1,05
Учет динамики возникновения дефектов и повреждений		
Ранее не было выявлено повреждений защитного покрытия	-	1,00
Ранее были выявлены повреждения защитного покрытия при отсутствии динамики роста их количества	-	1,05
Наблюдается рост количества мест повреждений защитного покрытия по сравнению с последним обследованием	-	1,10
Наблюдается рост количества мест сквозных коррозионных повреждений за последние пять лет по сравнению с предыдущими	-	2,00

пятью годами		
Наблюдается рост количества мест разгерметизации сварных стыков за последние пять лет по сравнению с предыдущими пятью годами	-	2,00

3. Вероятность обнаружения дефектов и повреждений $P_{д\text{-}оп}$ обусловлена проявлением различных факторов:

характеристиками используемых приборов и оборудования;

параметрами газопровода;

внешними причинами (наличие помех, качество дорожного покрытия, влажность грунта в зоне укладки газопровода и другое);

субъективными причинами (человеческий фактор).

Конкретные значения $P_{д\text{-}оп}$ назначаются с учетом различных факторов, но не могут превышать максимальные значения из таблицы N 3.

Таблица N 3

Максимальные вероятности обнаружения дефектов и повреждений

Характеристика дефектного участка	Максимальная вероятность обнаружения дефекта $P_{д\text{-}оп}$ макс
Сквозные дефекты и повреждения металла труб	
На газопроводах:	-
высокого давления	0,98
среднего давления	0,95
низкого давления	0,90
низкого давления при размере повреждения менее 1 миллиметра	0,85
Дефекты и повреждения защитного покрытия	
При прокладке газопровода:	-
в поселении при наличии смежных коммуникаций	0,70
в поселении при отсутствии смежных коммуникаций	0,75
вне поселений	0,80
Отсутствие адгезии по всей протяженности газопровода	0,98
Деструкция защитного покрытия на всем участке (переходное сопротивление ниже предельно допустимого значения), подтвержденная неоднократными шурфовыми обследованиями	0,99

4. При установлении количества дефектов и повреждений, обусловленных коррозией металла труб и выявленных в одном шурфе, длина которого не более 1,5 метров, следует использовать принцип поглощения менее значительных повреждений более значительными. Так, например, если в шурфе выявлены и сквозные, и язвенные повреждения, то учитываются только сквозные повреждения.

Количество дефектов одного типа для одного шурфа стандартного размера (1,5 метра) принимается за единицу.

Приложение N 14
к Руководству по безопасности
"Рекомендации по обследованию
подземных стальных газопроводов",
утвержденному приказом
Федеральной службы по экологическому,
технологическому и атомному надзору
от 9 октября 2023 г. N 364

(Рекомендуемый образец)

ПРОТОКОЛ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФАКТИЧЕСКОГО ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И ДОПУСТИМОСТИ ДАЛЬНЕЙШЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОПРОВОДА

Дата обследования: "__" _____ 20__ г.
Имущественная принадлежность газопровода

_____

Адрес газопровода и N исполнительного чертежа

_____

Назначение газопровода

_____

Общая протяженность ___ метров, диаметр ____ миллиметров, рабочее давление _____ мегапаскаля.

Таблица N 4

Расчет параметров технического состояния

Показатели подземного газопровода		K_i	$P(A_{si})$	Результаты	
				K_i	Количество
Условия эксплуатации газопровода					
Вид газопровода	межпоселковый	1,00	-		
	распределительный	1,05	-		
	ввод	1,10	-		
Давление газа	низкое	1,00	-		
	среднее	1,05	-		
	высокое	1,10	-		
Наличие перехода через естественные и искусственные преграды	отсутствует	1,00	-		
	водная преграда	1,05	-		
	железная или автомобильная дорога	1,10	-		
	железная и автомобильная дорога	1,15	-		
Нормативные расстояния	соблюдены	1,00	-		
	не соблюдены	1,05	-		
Защитный потенциал	средства ЭХЗ не требуется	1,00	-		
	обеспечен по всей протяженности	1,00	-		
	обеспечен не по всей протяженности:				
	в грунтах с высокой коррозионной (включая биокоррозионную) агрессивностью или при наличии опасного влияния блуждающих токов	1,10			
	в грунтах с высокой коррозионной (включая биокоррозионную) агрессивностью и при наличии опасного влияния блуждающих токов	1,20			
Перерывы в работе средств ЭХЗ	отсутствуют	1,00	-		
	свыше сроков, установленных нормативной документацией	1,05	-		
Дефекты и повреждения					
Защитное покрытие	повреждения	-	0,002		
	неудовлетворительная адгезия	-	0,003		
	отсутствие адгезии	-	0,030		

	переходное сопротивление меньше предельно допустимого значения	-	0,001		
	полная деструкция	-	0,005		
Коррозия металла	сквозная с диаметром отверстия более 1 миллиметра	-	0,200		
	сквозная с диаметром отверстия менее 1 миллиметра	-	0,100		
	локальная (язвенная, точечная)	-	0,015		
	общая с остаточной толщиной стенки трубы менее 70 процентов от номинальной	-	0,010		
	общая с остаточной толщиной стенки трубы более 70 процентов от номинальной	-	0,005		
Сварные соединения	разрыв	-	0,200		
	негерметичность	-	0,100		
	потеря прочности $\sigma_{тф} / \sigma_{вф} > 0,9$	-	0,700		
Динамика дефектов и повреждений					
Повреждения защитного покрытия	ранее не было выявлено	1,00	-		
	ранее были выявлены	1,05	-		
	наблюдается рост количества мест повреждений по сравнению с последним обследованием	1,10	-		
Сквозные коррозионные повреждения и разрывы сварных соединений	ранее не было выявлено	1,00	-		
	ранее были выявлены	1,05	-		
	наблюдается рост количества мест повреждений по сравнению с последним обследованием	2,00	-		

Допустимость дальнейшей безопасной эксплуатации газопровода при его фактическом техническом состоянии, выявленном в процессе обследования	
Корректирующий коэффициент опасности дефектов и повреждений K_{Σ}	
Вероятность возникновения отказа газопровода:	
при наличии дефектов и повреждений, выявленных при проведении обследования P_{TC1}	
при условии устранения выявленных дефектов и повреждений P_{TC2}	
установленная в качестве допустимой Рд	0,05
Решение о допустимости дальнейшей безопасной эксплуатации газопровода (допустима/недопустима)	

Рекомендации по обеспечению безопасной эксплуатации газопровода:

_____

_____

_____

Расчет произвел:

_____ _____

(должность, наименование организации, личная подпись, инициалы, фамилия)

Приложение N 15
к Руководству по безопасности
"Рекомендации по обследованию
подземных стальных газопроводов",
утвержденному приказом
Федеральной службы по экологическому,
технологическому и атомному надзору
от 9 октября 2023 г. N 364

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ГАЗОПРОВОДА ПО ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ОТКАЗОВ

1. Определение остаточного ресурса газопровода по критерию вероятности возникновения отказа производится на основании заданной величины вероятности безотказной работы ($1 - P_д$) и значений частоты отказов, обусловленных различными причинами (техническое состояние, механические повреждения, заводской брак, другие причины) и оцениваемых по результатам обследования и статистическим данным.

2. Расчетная формула для определения вероятности возникновения одного или более отказов $P (n >= 1)$ на протяжении конкретного периода времени для обследуемого участка газопровода имеет вид:

$$P (n >= 1) = 1 - P_д = 1 - \exp(-n_{от} \cdot t \cdot L), (1)$$

где:

t - продолжительность периода времени, для которого оценивается вероятность возникновения отказа, год;

L - протяженность обследуемого участка газопровода, километров;

$P_д$ - вероятность возникновения отказа, установленная в качестве допустимой (рекомендуется $P_д <= 0,05$);

$n_{от}$ - частота возникновения на газопроводе отказов, обусловленных различными причинами, 1/(километр·год):

$$n_{от} = n_{тс} + n_{мп} + n_{зб} + n_{др}, (2)$$

где:

$n_{тс}$ - частота возникновения на газопроводе отказа, обусловленного техническим состоянием, оценивается по вероятности возникновения отказа $P_{тс}$, определенной на основе результатов обследования:

$$n_{тс} = P_{тс}/L, (3)$$

$n_{мп}$, $n_{зб}$, $n_{др}$ - частоты возникновения на газопроводе отказов, обусловленных механическими повреждениями, заводским браком и другими причинами, оцениваются по статистическим данным, обобщенным в таблице N 5.

Таблица N 5

Обобщенные статистические данные по частоте возникновения
на газопроводах отказов, обусловленных различными причинами

Причина отказа	Обозначение	Значение, 1/(километр·год)
Механические повреждения	$n_{мп}$	0,0020
Заводской брак	$n_{зб}$	0,0001
Другие причины	$n_{др}$	0,0003

3. На основании формулы (1) может быть рассчитана продолжительность периода времени t, на протяжении которого при значениях частоты отказов $n_{от}$, определенных в соответствии с рекомендациями пункта 2 настоящего приложения, вероятность возникновения отказа на обследуемом участке газопровода не превысит заданной величины Рд:

$$t = -\ln(1 - P_д) / (n_{от} \cdot L), \quad (4)$$

4. Остаточный ресурс $T_{пр}$ для участка обследуемого газопровода протяженностью не более 1 километра при принятой вероятности возникновения отказа $P_д$ и определенных по пункту 2 настоящего приложения значениях частоты отказов $n_{от}$ следует рассчитывать по формуле:

$$T_{пр} = -\ln(1 - P_д) / (n_{тс} + n_{мп} + n_{зб} + n_{др}). \quad (5)$$

5. В таблице N 6 в качестве иллюстрации приведены результаты расчета по формуле (5) остаточного ресурса газопровода при различных значениях вероятности возникновения отказа, обусловленного техническим состоянием газопровода ($P_д$ = 0,05, $n_{мп}$ = 0,002 1/(километр·год), $n_{зб}$ = 0,0001 1/(километр·год), $n_{др}$ = 0,0003 1/(километр·год), $п_{тс}$ - $P_{тс}$ при L <= 1 километра).

6. По результатам расчетов, выполненных для отдельных участков газопровода, строится график изменения остаточного ресурса $T_{пр}$ = f(L) по всей протяженности газопровода.

Таблица N 6

Остаточный ресурс $T_{пр}$ при различных значениях вероятности возникновения отказа, обусловленного техническим состоянием участка обследуемого газопровода

$P_{ТС}$	<= 0,001	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006	0,007	0,008	0,009	0,01	0,02	0,03	0,04	0,05
$T_{пр}$, лет	15,1	11,7	9,5	8,0	6,9	6,1	5,5	4,9	4,5	4,1	2,3	1,6	1,2	1,0

Приложение N 16
к Руководству по безопасности
"Рекомендации по обследованию
подземных стальных газопроводов",
утвержденному приказом
Федеральной службы по экологическому,
технологическому и атомному надзору
от 9 октября 2023 г. N 364

(Рекомендуемый образец)

ПРОТОКОЛ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ГАЗОПРОВОДА ПО ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ОТКАЗОВ

Дата обследования: "__" _____ 20__ г.
Имущественная принадлежность газопровода

_____

Адрес газопровода и N исполнительного чертежа

_____

Назначение газопровода

_____

Общая протяженность ___ метров, диаметр ____ миллиметров, рабочее давление _____ мегапаскаля.

1. Исходные данные

Наименование параметра	Единица измерения	Обозначение	Значение
Вероятность возникновения отказа, установленная в качестве допустимой	-	$P_д$	
Частота возникновения отказов, обусловленных различными причинами:	-	-	-
механическими повреждениями	1/(километртод)	$n_{МП}$	
заводским браком	то же	$n_{ЗБ}$	
другими причинами	"	$n_{ДР}$	

2. Результаты расчетов

Наименование параметра	Значение по участкам газопровода			
	1	2	...	n
При наличии дефектов и повреждений, выявленных при проведении обследования:	-	-	-	-
вероятность возникновения отказа $P_{ТС1}$				
остаточный ресурс газопровода $T_{ПР1}$ лет				
При условии устранения выявленных дефектов и повреждений:	-	-	-	-
вероятность возникновения отказа $P_{ТС2}$				
остаточный ресурс газопровода $T_{ПР1}$, лет				

Расчет провел:

_____ _____

(должность, наименование организации, личная подпись, инициалы, фамилия)

Приложение N 17
к Руководству по безопасности
"Рекомендации по обследованию
подземных стальных газопроводов",
утвержденному приказом
Федеральной службы по экологическому,
технологическому и атомному надзору
от 9 октября 2023 г. N 364

(рекомендуемое)

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ГАЗОПРОВОДА ПО КОРРОЗИОННОМУ УТОНЕНИЮ СТЕНОК И ИЗМЕНЕНИЮ МЕХАНИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК МЕТАЛЛА ТРУБ ГАЗОПРОВОДА

1. Определение остаточного ресурса газопровода по критерию коррозионного утонения стенок и изменению механических характеристик металла труб производится на основании полученной при проведении обследования информации о фактических параметрах коррозионных дефектов и физико-механических характеристиках труб.

2. Для участков газопровода, на которых при проведении обследования обнаружены обширные коррозионные утонения стенок и изменения механических характеристик металла труб, остаточный ресурс $T_{пр}$ следует определять по формуле:

$$T_{пр} = (c_ф - c_д) / w_{ср}, \quad (1)$$

где:

$c_ф$ - фактическая глубина коррозионного повреждения, мм, измеренная при проведении обследования газопровода (см. приложение N 9);

$c_д$ - допустимая глубина коррозионного повреждения, миллиметры, значение которой рассчитывается по формуле (2);

$w_{ср}$ - средняя скорость коррозии, миллиметры в год, оцениваемая либо по формуле (3), либо по экспериментальным или справочным данным.

3. Значение допустимой глубины коррозионного повреждения $c_д$, миллиметры, зависит как от геометрических размеров трубы, так и от изменения механических характеристик металла трубы и рассчитывается по формуле:

$$c_д = \delta - \frac{P \cdot D_Н}{2 \cdot \left(\sigma_{тф} + P\right)}, \qquad (2)$$

где:

δ - номинальная толщина стенки трубы, миллиметров;

P - проектное давление на участке газопровода, мегапаскаль;

$D_Н$ - наружный диаметр трубы, миллиметров;

$\sigma_{тф}$ - фактический предел текучести металла трубы, мегапаскаль.

4. При наличии данных о глубине коррозионных повреждений, измеренных на участке газопровода в

различные годы, среднюю скорость коррозии w_{cp}, миллиметры в год, следует оценивать по формуле:

$$w_{cp} = (c_{t2} - c_{t1}) / (t_2 - t_1), \quad (3)$$

где:

c_{t2}, c_{t1} - глубина коррозионного повреждения, зафиксированная при первом и втором измерениях, миллиметр;

t_1, t_2 - продолжительность эксплуатации газопровода до проведения первого и второго измерений, год.

5. В случае отсутствия данных о произведенных в предыдущие годы измерениях глубины коррозионных повреждений на обследуемом участке газопровода допустимо оценивать значение средней скорости коррозии w_{cp}, миллиметры в год, по экспериментальным (см. таблицу N 10) или справочным (см. таблицу N 11) данным.

Таблица N 10

Данные о среднем значении скорости коррозии
по результатам полевых испытаний

Вид грунта	Результаты исследований		
	в течение 6 лет	в течение 12 лет	
	скорость коррозии Wmax, миллиметры в год	скорость коррозии Wmax, миллиметры в год	диапазон разброса
Песок	0,133	0,030	0,015 - 0,120
Смесь глины и песка (в соотношении 1:1)	0,250	0,080	0,020 - 0,140
Глина	0,300	0,180	0,080 - 0,400

Таблица N 11

Средняя скорость коррозии стали в различных грунтах

Грунт	Значение pH	Удельное сопротивление грунта, ом на метр	Скорость коррозии, миллиметры в год
Суглинок	7,6	17,7	0,062
	7,3	298	0,082
Супесь	4,5	114	0,066
	5,9	450	0,085
Песок мелкий	4,7	205	0,087
Известковый суглинок	6,8	4,8	0,314
Торфяные полосы	4,2	12,7	0,308
Глина	7,6	3,5	0,251
Щелочной грунт	7,4	2,63	0,290

Приложение N 18
к Руководству по безопасности
"Рекомендации по обследованию
подземных стальных газопроводов",
утвержденному приказом
Федеральной службы по экологическому,
технологическому и атомному надзору
от 9 октября 2023 г. N 364

(Рекомендуемый образец)

ПРОТОКОЛ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ГАЗОПРОВОДА ПО КОРРОЗИОННОМУ УТОНЕНИЮ СТЕНОК И ИЗМЕНЕНИЮ МЕХАНИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК МЕТАЛЛА ТРУБ ГАЗОПРОВОДА

Дата обследования: "__" _____ 20__ г.
Имущественная принадлежность газопровода

Адрес газопровода и N исполнительного чертежа

Назначение газопровода

Общая протяженность ___ метров, диаметр ____ миллиметров, рабочее давление _____ мегапаскаля.

1. Исходные данные

Параметр	Единица измерения	Обозначение	Значение в шурфе			
			1	2	...	n
Проектное давление газа в газопроводе	мегапаскаль	P				
Наружный диаметр трубы	миллиметр	D_H				
Номинальная толщина стенки трубы	миллиметр	δ				
Фактический предел текучести металла	мегапаскаль	отф				
Глубина коррозионного повреждения:						
при первом измерении	миллиметр	c_{t1}				
при втором измерении	миллиметр	c_{t2}				
Продолжительность эксплуатации газопровода:						
до проведения первого измерения	год	t_1				
до проведения второго измерения	год	t2				

2. Результаты расчетов

Параметр	Единица измерения	Обозначение	Значение в шурфе			
			1	2	...	n
Средняя скорость коррозии	миллиметр в год	W_CP				
Допустимая глубина коррозионного повреждения	миллиметр	$c_д$				
Остаточный ресурс газопровода	год	$T_{ПР}$				

Измерения и расчет произвели:

_____ _____

(должность, наименование организации, личная подпись, инициалы, фамилия)

Приложение N 19
к Руководству по безопасности
"Рекомендации по обследованию
подземных стальных газопроводов",
утвержденному приказом
Федеральной службы по экологическому,
технологическому и атомному надзору
от 9 октября 2023 г. N 364

(Рекомендуемый образец)

ПРОТОКОЛ УСТАНОВЛЕНИЯ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ГАЗОПРОВОДА

Дата обследования: "__" _____ 20__ г.
Имущественная принадлежность газопровода

_____

Адрес газопровода и N исполнительного чертежа

_____

Назначение газопровода

_____

Общая протяженность ___ метров, диаметр ____ миллиметров, рабочее давление _____ мегапаскаля.

1. Исходные данные

2. Результаты расчетов остаточного ресурса газопровода по различным критериям:

Критерии (методы) расчета остаточного ресурса газопровода	Рассчитанное значение остаточного ресурса газопровода, год
1. По вероятности возникновения отказов газопровода	
2. По коррозионному утонению стенок и изменению механических характеристик металла труб газопровода	
3. По другим методам и критериям	

3. Установленное значение остаточного ресурса газопровода:

Эксперт:

_____ _____

(должность, наименование организации, личная подпись, инициалы, фамилия)

↑ в начало ↑

Предметный указатель:

В

Вероятность 18, 48, 52, 56, 61
Вероятность безотказной работы 18
Вероятность отказа 18
Г

Газопровод 18
Д

Деструкция 3, 37, 56
Дефект 18
Дефекты и повреждения защитного покрытия газопровода 3
Дефекты и повреждения металла трубы газопровода 3
З

ЗКН 13, 16, 25
Зона концентрации напряжений 13
И

Исправное состояние (исправность) 18
К

Класс сооружения 20, 21
Контроль технического состояния 18
М

Медносульфатный электрод сравнения 6
Мониторинг технического состояния 18
МЭС 6, 23, 45
Н

Наработка 18
Неисправное состояние (неисправность) 19
Неработоспособное состояние 19
Несоответствие 19
О

Отказ 19
Оценка технического состояния 19
П

Повреждение 19
Предельное состояние 19
Р

Работоспособное состояние 19
С

Событие 20
Срок службы 19
Т

Техническое состояние объекта 20
Тип средств ЭХЗ 6
Требование 20

Э

Электрохимическая защита 4, 23
ЭХЗ 4, 55

↑ в начало ↑

↑ в начало ↑

Оглавление:

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ... 2
II. РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ЭТАПЫ ОБСЛЕДОВАНИЯ ... 4
III. АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ ... 4
IV. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАЗРАБОТКЕ И УТВЕРЖДЕНИЮ ПРОГРАММЫ ОБСЛЕДОВАНИЯ ГАЗОПРОВОДА ... 7
V. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОБСЛЕДОВАНИЮ ГАЗОПРОВОДА БЕЗ ВСКРЫТИЯ ГРУНТА (БЕСШУРФОВОЕ) ... 7
VI. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ШУРФОВОМУ ОБСЛЕДОВАНИЮ ГАЗОПРОВОДА ... 10
VII. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ФАКТИЧЕСКОГО ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗОПРОВОДА И ОПРЕДЕЛЕНИЮ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ГАЗОПРОВОДА ... 14
VIII. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОФОРМЛЕНИЮ РЕЗУЛЬТАТОВ ОБСЛЕДОВАНИЯ ГАЗОПРОВОДА ... 16
Приложение N 1 ... 18
ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ ... 18
Приложение N 2 ... 21
АКТ АНАЛИЗА ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ ГАЗОПРОВОДА ... 21
Приложение N 3 ... 25
РЕКОМЕНДУЕМАЯ ПРОГРАММА ПРОВЕДЕНИЯ ОБСЛЕДОВАНИЯ ГАЗОПРОВОДА ... 25
Вид работ ... 25
Приложение N 4 ... 27
ПРОТОКОЛ ПРОВЕРКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ ГАЗОПРОВОДА ... 27
Приложение N 5 ... 29
ПРОТОКОЛ ПРОВЕРКИ СОСТОЯНИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ УСТРОЙСТВ, УСТАНОВЛЕННЫХ НА ГАЗОПРОВОДЕ ... 29
Приложение N 6 ... 31
АКТ ОБСЛЕДОВАНИЯ ГАЗОПРОВОДА БЕЗ ВСКРЫТИЯ ГРУНТА ... 31
Приложение N 7 ... 33
ПРОТОКОЛ ПРОВЕРКИ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ГАЗОПРОВОДА В ШУРФЕ ... 33
Приложение N 8 ... 35
ПРОТОКОЛ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОСТОЯНИЯ ЗАЩИТНОГО ПОКРЫТИЯ В ШУРФЕ ... 35
Приложение N 9 ... 38
ПРОТОКОЛ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОСТОЯНИЯ МЕТАЛЛА ТРУБЫ И СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ГАЗОПРОВОДА ... 38
Приложение N 10 ... 41
ПРОТОКОЛ ОПРЕДЕЛЕНИЯ БИОКОРРОЗИОННОЙ АГРЕССИВНОСТИ ГРУНТА ... 41
Приложение N 11 ... 43
АКТ ШУРФОВОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ ГАЗОПРОВОДА ... 43
Приложение N 12 ... 47
СХЕМА АЛГОРИТМА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФАКТИЧЕСКОГО ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ, ДОПУСТИМОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ГАЗОПРОВОДА ... 47
Приложение N 13 ... 48
МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ОТКАЗОВ, ОБУСЛОВЛЕННЫХ ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ ГАЗОПРОВОДА ... 48

Приложение N 14 54
ПРОТОКОЛ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФАКТИЧЕСКОГО ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И ДОПУСТИМОСТИ ДАЛЬНЕЙШЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОПРОВОДА 54
Приложение N 15 58
МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ГАЗОПРОВОДА ПО ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ОТКАЗОВ 58
Приложение N 16 61
ПРОТОКОЛ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ГАЗОПРОВОДА ПО ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ОТКАЗОВ 61
Приложение N 17 63
МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ГАЗОПРОВОДА ПО КОРРОЗИОННОМУ УТОНЕНИЮ СТЕНОК И ИЗМЕНЕНИЮ МЕХАНИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК МЕТАЛЛА ТРУБ ГАЗОПРОВОДА 63
Приложение N 18 66
ПРОТОКОЛ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ГАЗОПРОВОДА ПО КОРРОЗИОННОМУ УТОНЕНИЮ СТЕНОК И ИЗМЕНЕНИЮ МЕХАНИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК МЕТАЛЛА ТРУБ ГАЗОПРОВОДА 66
Приложение N 19 68
ПРОТОКОЛ УСТАНОВЛЕНИЯ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ГАЗОПРОВОДА 68

↑ в начало ↑[1]

[1] Текст этого документа взят из открытых источников и актуален на момент формирования 05.11.2023.

Мы стараемся поддерживать все документы нашей библиотеки по промышленной безопасности в актуальном состоянии, но, в связи с занятостью основной работой, гарантировать не можем, поэтому этот документ на сегодняшнюю дату может быть изменен или уже отменен. Уточняйте в официальных изданиях.
Для удобного чтения текст документа отформатирован программой FURDUS (расставлены корректно страницы без разрыва таблиц, рисунков, висячих заголовков, обработаны сноски, много других улучшений).
Термины документа найдены и размечены по тексту также с помощью программы FURDUS. Дополнительно добавлены предметный указатель и оглавление, которые уже не относятся к официальному тексту документа.
О возможных неточностях и обнаруженных ошибках просьба сообщать на почту admin@furdus.ru с указанием документа "ПРИКАЗ 09.10.2023 N364 РБ РЕКО..."
Наша организация и администрация сайта не несут ответственности за возможный вред и/или убытки, возникшие или полученные в связи с использованием Вами этого текста.

30 лет ТК

НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ

ТЕХКРАНЭНЕРГО

Организация оказывает комплексы работ:	
Промышленная безопасность **Экспертные услуги**	• **Экспертиза промышленной безопасности** технических устройств, зданий и сооружений, документации на опасных производственных объектах (ОПО) • Обследование строительных конструкций, зданий, сооружений. • Разработка **планов мероприятий (ПЛА, ПМЛА), ПЛАРН,** технологических регламентов, паспортов тех. устройств, техническое освидетельствование.
Промышленная безопасность **Консультационные услуги**	• **Промышленный аудит предприятий -** обследование предприятий на соответствие требованиям промышленной безопасности. • **Идентификация и классификация ОПО** по четырем классам опасности, сопровождение в Ростехнадзоре. • **Помощь при лицензировании деятельности на эксплуатацию ОПО.**
Электро-безопасность	• **Электромонтажные**, электроремонтные работы. • Испытания и **измерения электроустановок** потребителей. • Монтаж, наладка, ремонт и техническое обслуживание **приборов безопасности на подъемных сооружениях.** • **Предэкзаменационная подготовка электротехнического персонала на группу по электробезопасности.** **Предаттестационная подготовка руководителей (заместителей) по вопросам безопасности в сфере электроэнергетики.**
Экологическая безопасность	• Разработка проектов **ПДВ, ПДС,** обоснование деятельности по обращению с отходами. • Разработка **проектов санитарно-защитной зоны** предприятия (СЗЗ). • Лабораторные исследования, отбор и первичная обработка проб.
Проектирование	• **Проектирование новых производств.** • **Инженерные изыскания** (обследование, оценка состояния). • Разработка **проектов реконструкции, технического перевооружения**, консервации, ликвидации ОПО.
Оценка соответствия	• **Сертификация продукции** на соответствие регламентам: ТР ТС 010/2011, ТР ТС 011/2011, ТР ТС 016/2011, ТР ТС 032/2013, ТР ТС 004/2011, ТР ТС 020/2011. • **Оценка соответствия лифтов** (декларация, полное и периодическое техническое освидетельствование). • **Специальная оценка условий** труда (рабочих мест), ОПР.
Обучение, аттестация	• Профессиональное обучение (более 150 рабочих профессий). Предаттестационная подготовка по промышленной безопасности. Охрана труда. Пожарная безопасность. Электробезопасность. • Аттестация лабораторий и спец-тов **неразрушающего контроля (ЛНК)**

Телеграм @techkranenergo

Наш сайт: krantest.ru **Почта: po@tke.ru**

Телефоны: (4922) 33-15-50, +7 (910) 174-84-80

Кузнецов Максим Борисович

05.11.2023