



ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ ГОРНОГО И ТЕХНИЧЕСКОГО НАДЗОРА
ДОНЕЦКОЙ НАРОДНОЙ РЕСПУБЛИКИ

ПРИКАЗ

29 августа 2019 г.

Донецк

№ 521



Об утверждении Норм и Правил в области промышленной безопасности «Порядок осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения»

С целью установления порядка осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения, в соответствии с пунктом 2 части 3 статьи 4 Закона Донецкой Народной Республики «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», Поручением Главы Донецкой Народной Республики от 22 февраля 2019 года № 01-89/131, на основании подпункта 4.1.2 пункта 4.1 и подпункта 5.3.6 пункта 5.3 Положения о Государственном Комитете горного и технического надзора Донецкой Народной Республики, утвержденного Указом Главы Донецкой Народной Республики от 10 декабря 2014 года № 41 (в редакции Указа Главы Донецкой Народной Республики от 02 июня 2017 года № 133),

ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Утвердить Нормы и Правила в области промышленной безопасности «Порядок осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения» (прилагается).
2. Отделу юридического обеспечения Государственного Комитета горного и технического надзора Донецкой Народной Республики подать

настоящий Приказ на государственную регистрацию в Министерство юстиции Донецкой Народной Республики.

3. Отделу охраны труда, организации мероприятий государственного надзора, внешних связей и взаимодействия со СМИ Государственного Комитета горного и технического надзора Донецкой Народной Республики обеспечить официальное опубликование настоящего Приказа, а также его размещение на сайте Государственного Комитета горного и технического надзора Донецкой Народной Республики после его государственной регистрации в Министерстве юстиции Донецкой Народной Республики.

4. Отделу технического и методологического сопровождения мероприятий государственного надзора Государственного Комитета горного и технического надзора Донецкой Народной Республики включить в Реестр нормативных правовых актов по вопросам охраны труда настоящий Приказ после его государственной регистрации в Министерстве юстиции Донецкой Народной Республики.

5. Контроль исполнения настоящего Приказа оставляю за собой.

6. Настоящий Приказ вступает в силу со дня официального опубликования.

Врио Председателя



Ю.Н. Лаворко

УТВЕРЖДЕНЫ

Приказом Государственного Комитета
горного и технического надзора
Донецкой Народной Республики
от 29 августа 2019 года № 521

**НОРМЫ И ПРАВИЛА В ОБЛАСТИ ПРОМЫШЛЕННОЙ
БЕЗОПАСНОСТИ
«ПОРЯДОК ОСМОТРА, ОБСЛЕДОВАНИЯ, ОЦЕНКИ И
ПАСПОРТИЗАЦИИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ,
ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ПРЕДУПРЕДИТЕЛЬНЫХ МЕР ДЛЯ
БЕЗАВАРИЙНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ»**

I. Общие положения

1.1. Настоящие Нормы и правила в области промышленной безопасности «Порядок осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения» (далее - Порядок) разработан в соответствии с Нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности систем газоснабжения Донецкой Народной Республики», утвержденными Приказом Государственного Комитета горного и технического надзора Донецкой Народной Республики от 14 марта 2019 года №159, зарегистрированным в Министерстве юстиции Донецкой Народной Республики 03 апреля 2019 года под регистрационным № 3081 (в редакции Приказа Государственного Комитета горного и технического надзора Донецкой Народной Республики от 25 июня 2019 года № 374 и зарегистрированного в Министерстве юстиции Донецкой Народной Республики 11 июня 2019 года под регистрационным № 3278) и устанавливает требования к техническому осмотру и обследованию, оценке и паспортизации технического состояния объектов систем газоснабжения (далее - ОСГ), определению возможности дальнейшей эксплуатации газопроводов, осуществлению мер для безаварийной эксплуатации ОСГ, а также обеспечению промышленной, пожарной и техногенной безопасности и охраны окружающей среды на этих объектах.

1.2. Настоящий Порядок распространяется на системы газоснабжения населенных пунктов с избыточным давлением не более 1,2 МПа, в состав которых входят:

1) распределительные газопроводы, подводящие газопроводы к теплоэлектроцентралям (далее - ТЭЦ) и котельным промышленных предприятий, общественным и административным зданиям;

2) газорегуляторные пункты, шкафные газорегуляторные пункты, газорегуляторные установки, комбинированные домовые регуляторы давления (далее - КДРД), сооружения и устройства на газопроводах;

3) средства защиты объектов этой системы газоснабжения от электрохимической коррозии, а также газопроводы-вводы.

1.3. Порядок не распространяется на:

1) технологические газопроводы и газовое оборудование химических, нефтехимических, нефтегазодобывающих и нефтеперерабатывающих производств;

2) газовое хозяйство металлургических и коксохимических предприятий; газонаполнительные станции (далее - ГНС) и газонаполнительные пункты (далее - ГНП), резервуарные, испарительные и баллонные установки сжиженных углеводородных газов;

3) исследовательские и экспериментальные агрегаты и установки, а также установки, использующие энергию взрыва газовоздушных смесей, установки для получения защитных газов;

4) передвижные (переносные) приборы и установки, использующие газ, а также газовое оборудование автомобильного и железнодорожного транспорта, речных, морских и воздушных судов;

5) автомобильные газонаполнительные компрессорные станции;

6) газопроводы и газовое оборудование предприятий и учреждений, которые используют природный газ с избыточным давлением более 1,2 МПа, а также искусственные газы, биогаз, газ дегазации, воздушные смеси на их основе и другие горючие газы;

7) специальное газовое оборудование военного назначения;

8) экспериментальные газопроводы и опытные образцы газового оборудования.

Планирование действий на случай возникновения на этих объектах аварийных ситуаций, аварий и чрезвычайных ситуаций осуществляется согласно законодательству, которое регулирует деятельность в соответствующих отраслях.

1.4. Порядок является обязательным для юридических и физических лиц, которые имеют в своей собственности или на балансе систему газоснабжения,

указанную в пункте 1.2 настоящего раздела, или занимаются эксплуатацией, выполняют технический осмотр и техническое обследование указанных систем газоснабжения.

1.5. В настоящих Правилах используются следующие термины, определения, обозначения и сокращения:

1) вывод о возможности дальнейшей эксплуатации ОСГ - вывод, который составляется на основании результатов технического обследования ОСГ, а также с учетом информации, приведенной в предыдущих актах проверки технического состояния и техническом паспорте конкретного объекта системы газоснабжения;

2) газорегуляторная установка (далее - ГРУ) - комплекс оборудования для снижения давления газа и поддержания его на заданном уровне, смонтированный непосредственно на месте и расположенный в помещении, в котором размещены газоиспользующие установки, или в смежном помещении, соединенном с ним открытым проемом;

3) капитальный ремонт - работы по замене участков газопроводов, которые стали непригодными, изношенных узлов, деталей, конструкций, а также работы по восстановлению защитного покрытия, ремонта основных конструкций зданий и сооружений систем газоснабжения;

4) комплексное приборное обследование (далее – КПО) стальных подземных/наземных с обвалованием газопроводов - комплекс работ по надтрассовому обследованию газопровода без его раскрытия с помощью приборов, в состав которых входят работы по определению местонахождения газопровода, глубины его заложения (в случае необходимости), проверки герметичности и обнаружения мест повреждений изоляции;

5) КПО полиэтиленовых подземных газопроводов - комплекс работ по надтрассовому обследованию газопровода без его раскрытия с помощью приборов, в состав которых входят работы по определению местонахождения газопровода и проверки его герметичности;

6) КПО стальных надземных/наземных без обвалований газопроводов - комплекс работ по проверке герметичности газопроводов;

7) меры безаварийной эксплуатации – комплекс работ, выполняемых на основании результатов технического осмотра или технического обследования ОСГ, с целью обеспечения их дальнейшей безаварийной эксплуатации путем проведения технического обслуживания, текущего или капитального ремонтов;

8) организационно-методические документы - методики, инструкции, другие документы по проведению мер безаварийной эксплуатации, утвержденные в установленном порядке;

9) реконструкция газопровода - комплекс работ на газопроводе с целью полного восстановления работоспособности систем газоснабжения в прежнем режиме или изменения их отдельных параметров, обеспечивающих надежную и безопасную работу;

10) сложные инженерно-геологические условия - наличие грунтов с особыми свойствами (просадочные, вздымающиеся и т.п.) или возможность развития опасных геологических процессов (карсты, оползни и т.п.), а также подрабатываемые территории, сейсмические районы, районы с водонасыщенными почвами;

11) техническое диагностирование - комплекс работ по определению технического состояния, условий и сроков дальнейшей безопасной эксплуатации технологического оборудования систем газоснабжения, определению остаточного ресурса, необходимости в проведении его ремонта, модернизации, реконструкции или выведение из эксплуатации;

12) техническое обследование - комплекс плановых работ по определению технического состояния систем газоснабжения. Работы по техническому обследованию газопроводов состоят из КПО газопроводов, проверки качества защитного покрытия и металла трубы, шурфового обследования приборными методами, проверки состояния электрохимзащиты и качества сварных стыков в случае необходимости;

13) технические полосы - полосы на поверхности земли, вдоль трассы газопровода, шириной 2 м с обеих сторон от оси газопровода в плане, в пределах которых не допускается юридическими и физическими лицами складирования материалов, оборудования, посадки деревьев, устройство временных сооружений и зданий.

II. Требования к проведению технического осмотра

2.1. Организация и проведение работ по техническому осмотру объектов систем газоснабжения осуществляются с учетом требований РДИ 204 УССР 066-88 Определение технического состояния и возможности в дальнейшем эксплуатации подземных газопроводов с истекшими сроком службы на основании критериев оценки (далее - РДИ 204 УССР 066-88), требований пожарной безопасности, технических регламентов предприятий.

2.2. Технический осмотр ОСГ, в том числе их обход, обеспечивает балансодержатель.

На предприятиях, учреждениях, организациях, в составе которых отсутствует собственная газовая служба, технический осмотр (обход) ОСГ выполняется на договорных отношениях со специализированными предприятиями газового хозяйства (далее - СПГХ) или другой специализированной организацией.

2.3. Последовательность и периодичность проведения работ по техническому осмотру (обходу) и их исполнители определяются графиками технического осмотра (обхода), которые утверждаются руководителем или главным инженером предприятия.

Графики технического осмотра (обхода) ОСГ предприятия, где объекты обслуживаются согласно заключенным соответствующим договорам, должны быть согласованы с предприятиями, учреждениями, организациями, у которых выполняются указанные работы.

2.4. Исполнители работ, которые осуществляют технический осмотр ОСГ, должны знать и выполнять требования плана мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах (далее - ПЛА), который разрабатывается в соответствии с Порядком разработки планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах, утвержденным Постановлением Совета Министров Донецкой Народной Республики от 25.06.2016 г. № 8-28.

III. Перечень работ по техническому осмотру (обходу) ОСГ и требования к их выполнению

3.1. Перечень ОСГ, которые подлежат техническому осмотру (обходу), приведены в пункте 1.2. раздела I настоящего Порядка.

3.2. При проверке эффективности работы установок электрохимической защиты (далее – ЭХЗ) учитываются обязательные диаграммы эффективности работы установок катодной защиты, оформленные в соответствии с приложением 35 к настоящему Порядку.

Глава 3.3. Подземные газопроводы

3.3.1. Во время эксплуатации подземных газопроводов (как стальных, так и из полиэтиленовых труб) выполняется периодический технический осмотр (обход) этих трасс газопроводов с целью выявления утечек газа по внешним признакам и с помощью приборов (газоанализаторов или газоискателей).

На наличие утечек газа подлежат проверке все газовые колодцы и контрольные трубки, а также колодцы, камеры и другие смежные инженерные подземные коммуникации и сооружения на них, подвалы домов, шахты, коллекторы, подземные переходы, расположенные на расстоянии до 15 м по

обе стороны от оси газопровода; проверяется состояние настенных указателей и ориентиров систем газоснабжения; очищаются крышки газовых колодцев и коверов от снега, льда и загрязнений; осматривается состояние местности вдоль трассы газопровода с целью выявления возможных обвалов грунта или его размывов.

Контролируется выполнение земляных и строительных работ, которые проводятся в полосе 15 м по обе стороны от оси газопровода с целью предупреждения и предотвращения его повреждения, отсутствие складирования материалов и оборудования, посадки деревьев, устройство стоянок автотранспорта, строительство гаражей и других сооружений (в том числе и временных) в пределах технических полос шириной 2 метра каждая в плане от оси газопровода. Определяется возведение зданий и сооружений, в том числе временных, с нарушением нормативного сближения с газопроводами. В то же время должно проверяться внешним осмотром состояние установок ЭХЗ.

3.3.2. Технический осмотр трасс подземных газопроводов в населенных пунктах должен производиться звеном в составе не менее двух работников.

В незастроенной части населенного пункта, а также вне проезжей части дорог, в случае отсутствия в 15-метровой зоне по обе стороны от оси газопровода колодцев, других подземных сооружений (коммуникаций) выполнение обхода допускается одним рабочим.

3.3.3. Во время обхода трасс подземных газопроводов запрещается: спускаться в шахты, коллекторы, колодцы и другие подземные сооружения;

пользоваться открытым огнем, курить у подвалов, колодцев, шахт, коллекторов и других подземных сооружений.

3.3.4. Слесарям по эксплуатации и ремонту подземных газопроводов (обходчикам) предоставляются под расписку маршрутные карты трасс газопроводов, на которых должны быть указаны схемы трасс с привязками размещения газопроводов и сооружений на них (колодцев, контрольно-измерительных пунктов, контрольных трубок и т.п.), а также расположенные на расстоянии до 50 м от них здания и другие надземные сооружения с указанием подвалов и полуподвалов, подземных коммуникаций и их колодцев, камеры и шахты, которые подлежат проверке на загазованность. Маршрутные карты должны уточняться и корректироваться в процессе эксплуатации.

Перед допуском к первому обходу рабочие должны быть ознакомлены с трассой газопровода на местности.

3.3.5. При обходе газопроводов, проложенных транзитом по территории любого предприятия, балансодержатель должен обеспечить в течение суток постоянный доступ к этому газопроводу персонала эксплуатирующей

организации для проведения технического осмотра и выполнения ремонтных работ.

3.3.6. В случае выявления в 15-метровой полосе по трассе газопровода загазованности подземных сооружений обходчик обязан срочно сообщить в аварийно-диспетчерскую службу (далее - АДС), принять меры по проветриванию загазованных подвалов, первых этажей зданий, колодцев, камер и других подземных сооружений в радиусе 50 м от газопровода.

До приезда аварийной бригады необходимо также предупредить жителей окрестных домов, прохожих о загазованности, о недопустимости курения и пользования открытым огнем.

В случае обнаружения газа на границе 50-метровой зоны проверку на загазованность нужно продолжать за границей этой зоны.

3.3.7. Владельцы смежных подземных коммуникаций, проложенных на расстоянии до 50 м по обе стороны от оси газопровода, обязаны обеспечить своевременную очистку крышек колодцев и камер от загрязнения, снега и льда для проверки их на загазованность. Крышки колодцев и камер должны иметь отверстие диаметром не менее 15 мм.

Владельцы зданий несут ответственность за исправность уплотнения вводов и выпусков подземных коммуникаций, содержание подвалов и технического подвала в состоянии, обеспечивающем возможность их постоянной вентиляции и проверки на загазованность. Исправность уплотнения вводов и выпусков инженерных коммуникаций должна проверяться собственником ежегодно в осенний период и оформляться актом, в котором должно быть указано техническое состояние уплотнений вводов и выпусков.

3.3.8. Периодичность технического осмотра трасс подземных газопроводов, в том числе проходящих в сложных инженерно-геологических условиях и на подрабатываемых территориях, должна устанавливаться собственником в зависимости от технического состояния газопроводов, коррозионной активности грунтов и эффективности работы средств ЭХЗ, давления газа, наличия сигнализаторов загазованности в подвалах, характера местности и плотности ее застройки, времени года, но не реже, чем в сроки, указанные в таблицах 1 и 2 периодичности технических осмотров (приложение 1).

3.3.9. Результаты обхода газопроводов должны отражаться в журнале регистрации результатов технического осмотра (обхода) трасс распределительных газопроводов и вводов согласно приложению 16 настоящего Порядка.

Результаты обхода ГРП заносятся в журнал регистрации результатов технического осмотра (обхода) ГРП, ориентировочная форма которого приведена в приложении 17 настоящего Порядка.

В случае обнаружения неисправности, нарушения, фактов самовольного ведения работ в технической полосе газопровода работник немедленно информирует непосредственное руководство СПГХ средствами связи.

Глава 3.4. Наземные и надземные газопроводы

3.4.1. Во время технического осмотра наземных и надземных газопроводов и сооружений на них необходимо выявлять возможные утечки газа, проверять состояние опор, компенсаторов, контуров заземления, выявлять нарушения крепления, провисание труб, состояние запорных устройств, электроизолирующих соединений (фланцевых – ЭИФ, вставок), наличие диэлектрических подложек, состояние защитной окраски, состояние изоляционного покрытия в местах выхода газопроводов из земли (при переходах с подземного участка на надземный).

3.4.2. Периодичность обходов трасс наземных (без обвалования) и надземных газопроводов – не реже 1 раза в 3 месяца.

Глава 3.5. Переходы газопроводов через водные преграды, заболоченные участки и овраги

3.5.1. Требования к проведению и состав работ по техническому осмотру береговой части подводных переходов, а также через заболоченные участки определены главой 3.3 настоящего Порядка.

3.5.2. Периодичность технического осмотра береговых частей переходов через водные преграды, заболоченные участки и овраги производится в соответствии с пунктом 8 таблицы 1 приложения 1 к настоящему Порядку.

3.5.3. Технический осмотр подводной части переходов газопроводов через водные преграды и заболоченные участки, учитывая сложность выполнения указанных работ, выполняется визуально.

Специалистами специализированной организации не реже 1 раза в 5 лет проводится техническое обследование подводной части переходов газопроводов через водные преграды.

Глава 3.6. Установки защиты стальных сооружений систем газоснабжения от электрохимической коррозии

3.6.1. Балансодержатели установок ЭХЗ являются ответственными за техническое состояние установок ЭХЗ и должны обеспечить их периодический технический осмотр, контрольные измерения значений защитных потенциалов стальных подземных газопроводов, а также ремонтные работы на установках ЭХЗ и периодическую проверку эффективности их действия.

3.6.2. Наладку и эксплуатацию установок ЭХЗ сооружений систем газоснабжения населенных пунктов необходимо осуществлять специализированными службами СПГХ (служба ЭХЗ). Указанные службы обеспечивают своевременное выявление опасных коррозионных зон и принятие мер по их ликвидации. Эти службы должны иметь в своем составе персонал, обученный и допущенный к этим видам работ, и быть оснащены необходимым оборудованием и приборами.

3.6.3. Технический осмотр установок ЭХЗ выполняется в сроки, которые обеспечивают их бесперебойную работу, но не реже, чем:

- 1) установки дренажной защиты - один раз в неделю;
- 2) установки катодной защиты – один раз в две недели;
- 3) установки протекторной защиты - один раз в шесть месяцев;
- 4) преобразователи малой мощности - один раз в шесть месяцев.

3.6.4. Во время технического осмотра установок ЭХЗ выполняют:

- 1) внешний осмотр всех элементов установок;
- 2) очистку шкафов от пыли, воды, грязи и т.д.;
- 3) проверку целостности монтажа и отсутствие механических повреждений отдельных элементов;
- 4) отсутствие раскопок на трассе дренажных кабелей и анодных заземлений;
- 5) исправности предохранителя или автоматического выключателя, состояния контактов, исправности защитного заземления и зануления;
- 6) проверку рабочих параметров установок, включая измерения:
 - на установках катодной защиты – выпрямленный ток и напряжение преобразователя, разность потенциалов «труба-земля» в точке присоединения при выключенной и при включенной установке;
 - на усиленных дренажных установках – выпрямленный ток и напряжение преобразователя, разность потенциалов «труба-земля» в точке присоединения при выключенной и при включенной установке, разность потенциалов «рельс-земля»;
 - на установках дренажной защиты – ток в цепи дренажа и разность потенциалов «труба-земля» в точке дренирования, разность потенциалов «рельс-земля»;

на установках протекторной защиты – разность потенциалов «труба-земля» при отключенном протекторе, разность потенциалов «протектор-земля» и разность потенциалов «труба-земля» и ток в протекторной установке при включенном протекторе;

запись в эксплуатационном паспорте установки о результатах выполненной работы.

3.6.5. Проверка эффективности работы установок ЭХЗ проводится 1 раз в квартал с обязательным построением диаграмм эффективности работы установок катодной защиты (приложение 35), а также после выполнения текущего ремонта, после каждого изменения коррозионных условий, а именно: в связи с изменением режима работы установок электроснабжения электрифицированного транспорта, развития сети источников блуждающих токов, газопроводов и других подземных металлических инженерных сетей, после каждого капитального ремонта установок ЭХЗ. Проверка проводится путем измерений разности потенциалов «труба-земля» и определения смещений потенциалов в контрольных точках на газопроводе в пределах зоны защиты каждой установки ЭХЗ, при этом должны быть отключены установки ЭХЗ, граничащие с проверяемой. Для подключения к трубопроводу могут быть использованы КИП, вводы в здания и другие элементы трубопровода, доступные для производства измерений.

3.6.6. Эксплуатационная организация, которая выполняет работы по защите стальных подземных сооружений, должна иметь карты-схемы газопроводов с обозначением мест размещения установок ЭХЗ и контрольно-измерительных пунктов, данные об источниках блуждающих токов.

3.6.7. По результатам технического обследования газопроводов эксплуатационная организация должна выполнять ежегодный анализ коррозионного состояния стальных подземных сооружений и эффективности работы ЭХЗ.

3.6.8. При выявлении коррозионно-опасных зон балансодержателем газопроводов должны приниматься меры по их ликвидации. Сроки выполнения работ определяются организацией, выполняющей работы по защите газопроводов, но не более трех месяцев. До устранения анодных и знакопеременных зон балансодержателем газопроводов должны быть разработаны и приняты меры, гарантирующие безопасную эксплуатацию газопроводов.

3.6.9. Работы и измерения в контрольно-измерительных пунктах в пределах проезжей части улиц и дорог, на рельсовых путях трамвая и железных дорогах, источниках электропитания установок электрозащиты должны выполняться бригадой в составе не менее двух работников, один из которых должен следить за безопасностью работ.

Проведение работ и измерений в колодцах, туннелях и траншеях глубиной более 1 м должно выполняться бригадой в составе не менее трех работников.

3.6.10. Регулировка установок ЭХЗ проводится сезонно 1 раз в квартал, а также при обнаружении неэффективной работы установок катодной защиты после выполнения планового текущего, внепланового текущего и капитального ремонта.

3.6.11. Нарушения в работе установок ЭХЗ должны устраняться в срок не более 1 месяца.

3.6.12. Плановый текущий ремонт проводится 1 раз в год; текущий ремонт – на основании заключений технического осмотра или технического обслуживания; капитальный ремонт – не чаще чем 1 раз в 5 лет на основании заключений оформленных дефектных актов с последующим оформлением исполнительной текущей документации (приложение 36).

3.6.13. Измерение разности потенциалов «труба-земля» на ПСГ проводится не реже чем 2 раза в год; в зонах действия блуждающих токов – 1 раз в квартал; в местах пересечений, сближений газопроводов с электрифицированным транспортом при наличии опасного действия блуждающих токов – 1 раз в месяц; при отсутствии опасного действия блуждающих токов – 1 раз в квартал.

3.6.14. По результатам измерений 2 раза в год (по окончании полугодия) производится заполнение картограмм потенциалов и проводится анализ защищенности, с определением процента защиты по отношению к общему количеству ПСГ.

В зонах опасного действия блуждающих токов измерения разности потенциалов «труба-земля» рекомендуется проводить регистрирующим самописцем в разное время суток.

3.6.15. Проверка исправности электроизолирующих соединений (фланцевых – ЭИФ, вставок) проводится 1 раз в год. В случае обнаружения неисправности, такие электроизолирующие соединения (фланцевые – ЭИФ, вставки), выделяют в отдельный перечень для передачи в соответствующие службы для выполнения ремонта. После проведения ремонта производится их повторная проверка.

Глава 3.7. Газорегуляторные пункты, газорегуляторные установки и комбинированные домовые регуляторы давления

3.7.1. При осмотре состояния ГРП (ГРПБ), ГРУ и ШРП выполняют:

- 1) проверку приборами величин:
давления газа до и после регулятора;
перепада давления на фильтре и состояния герметичности системы – с помощью, как приборов, так и мыльной эмульсии;
- 2) контроль за правильностью положения молоточка сцепления рычагов предохранительно-запорного клапана (ПЗК) при их наличии;
- 3) внешний осмотр наличия и состояния средств измерительной техники и автоматизации (СИТиА);
- 4) проверку состояния и работы электроосвещения и электрооборудования, вентиляции, системы отопления;
- 5) визуальное обнаружение трещин и неплотностей стен, которые отделяют основное и вспомогательное помещения;
- 6) визуальный осмотр системы молниезащиты и уравнивания потенциалов участков технологических трубопроводов, изолирующих соединений и отключающих устройств до и после выхода газа из ГРП (ГРУ), наличие средств пожаротушения.

3.7.2. Осмотр ГРП, ГРПБ, ГРУ и ШРП проводят:

- 1) в ГРП с регулирующими клапанами нормально открыто «ВО» и нормально закрыто «ВЗ» - круглосуточным наблюдением;
- 2) в других ГРП, ГРПБ, ГРУ и ШРП – не реже 1 раза в 7 календарных дней;
- 3) в ГРП со средствами телеметрии (диспетчеризации) – не реже 2 раз в месяц.

Регулировка оборудования ГРП (ГРПБ, ГРУ, ШРП) и проверка параметров срабатывания ПСК и ПЗК проводятся не реже 1 раза в 3 месяца, а также после ремонта оборудования.

Техническое обслуживание осуществляется не реже 1 раза в 6 месяцев, если завод-изготовитель регуляторов давления, предохранительных клапанов, телемеханических устройств не требует проведения технического обслуживания в другие сроки.

Техническое обслуживание комбинированных домовых регуляторов давления должно производиться по заявке балансодержателя или согласно данных завода-изготовителя, но не реже 1 раза в 3 года.

Текущий ремонт проводится на основании заключений технического осмотра или технического обслуживания.

3.7.3. При выявлении нарушений режимов газоснабжения или наличия аварийных ситуаций следует немедленно сообщить АДС и принять меры в соответствии с планом ликвидации аварийных ситуаций.

3.7.4. При проверке засорения фильтров максимальный перепад давления газа в кассете фильтра не должен превышать установленный заводом-изготовителем, но не более, даПа:

- 1) сетчатого – 500;
- 2) висцинового – 500;
- 3) волосяного – 1000.

Разборка и очистка кассеты фильтра должна проводиться вне помещения ГРП (ГРУ), в местах, удаленных от легковоспламеняющихся жидкостей, горючих материалов на расстоянии не менее 5 м.

3.7.5. При снятии для ремонта предохранительных устройств вместо них необходимо устанавливать испытанные предохранительные устройства.

Работа ГРП (ГРУ), ШРП и КДРД без предохранительных устройств запрещается.

3.7.6. При техническом обслуживании ГРП, ШГРП (ГРУ), ШРП должны выполняться:

- 1) проверка работы задвижек и предохранительных клапанов;
- 2) смазка трущихся частей и перенабивка сальников;
- 3) определение плотности и чувствительности мембран регуляторов давления и регулятора управления;
- 4) продувка импульсных трубопроводов к регуляторам давления, контрольно-измерительных приборов и ПЗК;
- 5) проверка параметров настройки ПСК и ПЗК;
- 6) разборка регуляторов давления, предохранительных клапанов с очисткой их от коррозии и загрязнений;
- 7) проверка плотности прилегания клапанов к седлу, состояния мембран;
- 8) смазка деталей трения;

- 9) ремонт или замена изношенных деталей;
- 10) проверка надежности креплений конструктивных узлов, подлежащих разборке;
- 11) ремонт запорной арматуры, не обеспечивающей герметичности закрытия;
- 12) чистка кассеты фильтра при необходимости в соответствии с требованиями пункта 3.7.4 настоящего Порядка;
- 13) работы, перечисленные в пункте 3.7.1 настоящего Порядка.

3.7.7. При наличии в ГРП местного отопления с расположением индивидуальной отопительной установки во вспомогательном помещении необходимо контролировать газонепроницаемость стен (отсутствие видимых трещин, сквозных отверстий и т.п.), которые отделяют основное помещение ГРП от помещения, где установлена отопительная установка.

При обнаружении в разделительных стенах неплотностей пользоваться отопительными установками запрещается.

Проверка и прочистка дымоходов должны проводиться перед каждым отопительным сезоном и оформляться актом.

3.7.8. При каждом обходе газопроводов-вводов нужно проверять внешнее состояние и герметичность соединений комбинированных домовых регуляторов (далее – КДРД) с помощью приборов или мыльной эмульсии.

3.7.9. В каждом ГРП (ГРУ) на видном месте должны быть вывешены схемы оборудования, предупредительные надписи и инструкции по эксплуатации, противопожарной безопасности и охраны труда.

3.7.10. Режим работы ГРП, ГРПБ, ГРУ и ШРП должен устанавливаться в соответствии с проектом и фиксироваться в утвержденных режимных картах.

3.7.11. Выходное рабочее давление газа из ГРП (ГРУ), ШРП и комбинированных домовых регуляторов давления должно соответствовать установленным режимам давления в газовой системе потребителя.

Параметры настройки оборудования ГРП населенных пунктов устанавливаются главным инженером предприятия газового хозяйства, в зависимости от номинального давления перед приборами, при этом для бытовых потребителей: максимальное рабочее давление газа после регулятора не должно превышать 300 даПа (300 мм.вод. ст.); предохранительные сбросные клапаны, в том числе встроенные в регуляторы давления, должны обеспечить сброс газа при превышении максимального рабочего давления после регулятора не более чем на 15%; верхний предел срабатывания

предохранительных запорных клапанов должен быть не более 25% от максимального рабочего давления газа после регулятора; нижний предел срабатывания предохранительных запорных клапанов устанавливается СПГХ, но не менее 70 даПа (70 мм.вод.ст.) у потребителя.

3.7.12. Не допускается колебание давления газа после регуляторов, превышающее 10% рабочего давления.

3.7.13. Неисправности регуляторов, вызывающие повышение или понижение рабочего давления, неполадки в работе предохранительных клапанов, а также утечки газа, необходимо ликвидировать в аварийном порядке.

3.7.14. Включение в работу регуляторов давления в случае прекращения подачи газа должно производиться после установления причин срабатывания ПЗК и принятия мер к их устранению.

3.7.15. Запорные устройства на обводной линии (байпасе) должны находиться в закрытом положении, а на сбросной свече байпаса и перед ПСК или гидравлическим сбросным устройством – в открытом, и быть опломбированы. Газ по обводной линии допускается подавать только в течение времени, необходимого для ремонта оборудования и арматуры, а также в период снижения давления газа перед ГРП или ГРУ, ШРП до величины, которая не обеспечивает надежной работы регулятора давления. При этом на весь период подачи газа по байпасу должен быть обеспечен постоянный контроль за выходным давлением газа.

3.7.16. Температура воздуха в помещениях ГРП, где размещены оборудование и средства измерения, должна быть не ниже предусмотренной в паспортах заводов-изготовителей.

3.7.17. Отключающие устройства на линии редуцирования при разборке оборудования должны быть в закрытом положении. На границах отключенного участка должны устанавливаться инвентарные заглушки, соответствующие входному максимальному давлению газа. ГРП (ГРУ) должны быть обеспечены комплектом инвентарных заглушек.

3.7.18. При недостаточном естественном освещении допускается применение переносных взрывозащищенных светильников.

3.7.19. Перечень выполненных работ, которые не отражаются в паспорте ГРП, должен отражаться в эксплуатационном журнале, где указываются также параметры эксплуатации оборудования ГРП и ГРУ и выполненные работы.

3.7.20. Помещения ГРП должны быть укомплектованы первичными средствами пожаротушения, которые приведены в таблице 3 приложения 1 к настоящему Порядку.

Хранение обтирочных горючих материалов и других материалов в основном помещении ГРП не разрешается.

Глава 3.8. Электрооборудование

3.8.1. Технический осмотр и обслуживание, а так же ремонт электрооборудования объектов газоснабжения и газопотребления необходимо осуществлять персоналом, имеющим соответствующую квалификацию, прошедшим проверку знаний и имеющим удостоверения на право выполнения работ в электроустановках напряжением до 1000 В.

3.8.2. Технический осмотр электрооборудования ГРП нужно выполнять при техническом обслуживании.

3.8.3. Технический осмотр и обслуживание взрывозащищенного оборудования нужно проводить не реже одного раза в 6 месяцев, при этом открываются крышки оболочек, разбираются вводы (в случае необходимости), проводится осмотр электрических частей электрооборудования, и устраняются выявленные неисправности. Работы должен выполнять персонал, который прошел проверку знаний с соблюдением технических и организационных мероприятий.

3.8.4. Проверка максимальной токовой защиты, пускателей и автоматических выключателей, расположенных в ГРП, ГНС, ГНП, АГЗС и АГЗП должна проводиться не реже одного раза в 6 месяцев.

3.8.5. Приборы, с помощью которых проводятся электрические измерения во взрывоопасных зонах, должны быть взрывозащищенными.

Уровень и вид защиты должен соответствовать категориям и группам взрывоопасных смесей.

Допускается проводить измерения с помощью приборов в нормальном исполнении при условии исключения образования взрывоопасных смесей во время проведения измерений, обеспечения максимального воздухообмена, а также при наличии наряда-допуска на газоопасные работы.

3.8.6. Заземление зданий и оборудования ГРП следует проверять не реже одного раза в год. Замеры рекомендуется проводить в периоды наименьшей проводимости почвы: один год – летом при наибольшем просыхании почвы; другой – зимой при наибольшем ее промерзании.

Глава 3.9. Средства измерительной техники, автоматизации, сигнализации и защиты

3.9.1. Балансодержатель систем газоснабжения должен обеспечить постоянный технический осмотр контрольно-измерительных приборов, средств автоматизации, сигнализации и защиты и соблюдения сроков их поверки.

3.9.2. Во время технического осмотра необходимо проверять герметичность импульсных трубопроводов и запорной арматуры, резьбовых и фланцевых соединений, а также наличие и сохранность пломб на контрольно-измерительных приборах.

3.9.3. Правильность показаний манометров необходимо проверять:

1) не реже 1 раза в неделю по графику технического осмотра путем кратковременного отключения приборов и возвращения указательной стрелки на нулевое деление;

2) не реже 1 раза в 6 месяцев с помощью контрольного прибора или проверенным рабочим прибором, который имеет с прибором который проверяется, одинаковую шкалу и класс точности.

3.9.4. Объем и периодичность работ по техническому осмотру средств измерительной техники, контроля, автоматизации и сигнализации должны соответствовать требованиям стандартов, инструкций заводов-изготовителей и производственных инструкций.

3.9.5. Периодической поверке подлежат рабочие средства измерений, такие как манометры указывающие, самопишущие, дистанционные, стационарные и переносные газоанализаторы, сигнализаторы до взрывных концентраций газа, системы автоматической пожарной сигнализации и другие средства измерений, применяемые для обеспечения безопасности – в сроки, установленные специально уполномоченным центральным органом исполнительной власти в сфере метрологии.

3.10. В случае выявления во время технического осмотра (обхода) ОСГ дефектов, повреждений, оползней, неисправностей и т.п., которые не угрожают жизни людей и не наносят вреда окружающей среде, эксплуатация ОСГ продолжается с разрешенными параметрами на время подготовки и проведения работ по устранению выявленных недостатков.

3.11. В случае выявления во время технического осмотра (обхода) ОСГ утечек газа на подземных газопроводах или газопроводах-вводах (в местах выхода их из земли), повреждений составных частей, деталей или элементов этих газопроводов проводится внеочередное техническое обследование ОСГ.

Обнаруженные утечки газа на газопроводах устраняются в аварийном порядке.

В случае выявления дефектов на составных частях системы газоснабжения (задвижках, фланцевых соединениях и т.п.), а также в случае установления, что участки системы газоснабжения или их составляющие находятся в механически напряженном состоянии и могут быть разрушены в результате действия такого состояния, необходимо такие участки газопровода или их составляющие отключить от системы газоснабжения с последующим проведением необходимых ремонтных работ.

3.12. После окончания технического осмотра (обхода) ОСГ работники, которые его провели, делают запись в журнале регистрации результатов технического осмотра (обхода) трасс распределительных газопроводов и вводов.

3.13. Должностное лицо, ответственное за состояние и безопасную эксплуатацию ОСГ, при выявлении нарушений эксплуатации и технического состояния ОСГ по результатам проведения технического осмотра (обхода), принимает необходимые меры для дальнейшей безопасной эксплуатации объекта.

IV. Подготовительные работы по проведению технического обследования

4.1. Техническое обследование ОСГ необходимо выполнять в соответствии с требованиями нормативных правовых актов, действующих на территории Донецкой Народной Республики и технических регламентов предприятий.

4.2. Техническое обследование состоит из комплекса работ по определению технического состояния, условий и возможности дальнейшей эксплуатации ОСГ с учетом режима работы, а также определение потребности в проведении ремонта, модернизации, реконструкции или выводе из эксплуатации.

Виды технического обследования ОСГ:

обследования делятся на плановые и внеочередные, а по объему работ, которые выполняются - на полные (сплошные) и выборочные.

При полном обследовании инженерной диагностике подлежат все элементы газопроводов и сооружений на них.

При выборочном обследовании диагностируются отдельные элементы, устройства и сооружения на газопроводах.

Плановые обследования, как правило, назначаются полными. Внеочередные обследования, в зависимости от поставленных задач, назначаются сплошными или выборочными.

4.3. Периодичность проведения технического обследования ОСГ:

1) плановые обследования выполняются в объемах и в сроки, согласно требованиям данного Порядка, выполнение которых должно обеспечить сохранность газопроводов и сооружений на них путем надлежащего наблюдения за ними, своевременного и качественного проведения их ремонта, а также предотвращения возникновения аварийных ситуаций. При этом также учитываются конкретные местные условия их эксплуатации (техническое состояние, сроки эксплуатации, коррозионные условия, наличие и эффективность средств электрозащиты, сейсмичность, подрабатываемые территории и др. обстоятельства).

2) внеочередные обследования всех или отдельных газопроводов осуществляются их балансодержателями в следующих случаях:

при обнаружении признаков аварийного состояния отдельных участков газопроводов и сооружений на них;

после возникновения чрезвычайных ситуаций (стихийные бедствия, аварии и др.);

при соответствующих постановлениях и распоряжениях руководящих или контролирующих органов.

Объем внеочередных обследований зависит от особенностей поставленных задач и в каждом конкретном случае определяется балансодержателем и представителем организации, проводящей обследование.

4.4. Подготовительные работы по техническому обследованию ОСГ:

1) перед обследованием ответственные лица по проведению обследования должны подробно ознакомиться с действующей технической документацией (рабочие чертежи на строительство газопровода, исполнительная документация на законченный строительством газопровод, акт о приемке законченного строительством объекта, техническая документация на этот газопровод с записями в паспорте о проведенных ремонтах за период его эксплуатации, акты о коррозионном состоянии, акты комплексного приборного обследования и шурфового осмотра, состояния электрохимической защиты и другие документы, характеризующие техническое состояние газопровода);

2) состояние газопровода должно определяться использованием данных, накопленных при проведении технического обслуживания и надзора за состоянием газопровода в процессе эксплуатации, ремонтных и аварийно-восстановительных работ, потребность в которых возникла в результате механических повреждений, низкого первоначального качества строительства, неудовлетворительной эксплуатации, а также - использованием данных, записанных в эксплуатационных паспортах, актах профилактических осмотров, данных служб электрозащиты об эффективности средств электрохимзащиты и др;

3) на основании анализа указанных данных составляется план проведения обследования газопровода. При составлении плана проведения обследования следует обратить внимание на включение в него работ для получения показателей, которые отсутствуют в действующей технической документации, на основании которых следует оценивать техническое состояние газопроводов и сооружений на них.

4.5. Техническое обследование проводится при участии балансодержателя или назначенных им ответственных лиц.

4.6. В случае проведения технического обследования балансодержатель или уполномоченные им лица обязаны:

1) назначить ответственных лиц с предоставлением права подписи актов, заключений и других материалов;

2) подготовить ОСГ к проведению технического обследования в соответствии с требованиями организационно-методических документов;

3) предоставить специалистам СПГХ или других специализированных организаций все технические и эксплуатационные документы согласно подпункту 1) пункта 4.4. настоящего Порядка, содержащие данные о ОСГ за весь период эксплуатации;

4) организовать и вместе со специалистами СПГХ или других специализированных организаций обеспечить безопасное проведение работ по техническому обследованию.

4.7. Балансодержатель согласовывает с СПГХ и других специализированных организаций сроки проведения технического обследования ОСГ в соответствии с порядком, определенным договором.

4.8. Техническое обследование ОСГ проводится в несколько этапов:

1) изучение эксплуатационных, конструкторских (проектных) и ремонтных документов (при наличии);

2) анализ условий и режимов эксплуатации;

3) разработка и согласование программы работ по техническому обследованию (в случае необходимости);

4) проведение обследования;

5) проведение неразрушающего контроля (в случае необходимости);

6) осуществление по результатам технического обследования оценки технического состояния ОСГ;

7) по результатам анализа технического состояния ОСГ предоставление рекомендаций по дальнейшей их эксплуатации, необходимости выполнения текущего и капитального ремонта, реконструкции, замены или вывода из эксплуатации.

4.9. Требования к исполнителям работ по техническому обследованию ОСГ:

1) техническое обследование ОСГ проводят специалисты СПГХ или других специализированных организаций, которые имеют соответствующую квалификацию;

2) для проведения работ по техническому обследованию и оценке технического состояния ОСГ, поиска места отказа (неисправности) и выявления ее причин могут привлекаться специализированные организации (с их согласия и согласия балансодержателя);

3) специалисты СПГХ или других специализированных организаций должны обеспечивать качество выполнения работ по техническому обследованию ОСГ.

4.10. Балансодержатели должны обеспечить надлежащую организацию проведения технического обследования ОСГ, своевременное и полное выполнение мероприятий, предусмотренных выводами СПГХ или специализированной организации.

V. Состав работ по техническому обследованию и требования к их выполнению

5.1. СПГХ или другая специализированная организация, выполняющие техническое обследование ОСГ, после проверки наличия и комплектности исполнительно-технической документации этого объекта должны подготовить рабочую схему газопровода, который подлежит обследованию.

Во время выполнения обследования на схему наносят привязки и глубину заложения газопровода (при необходимости), контрольно-измерительные пункты (далее - КИП), электрозащитные установки, электроизолирующие соединения (фланцевые – ЭИФ, вставки), газопроводы-вводы, контрольные трубки (далее – КТ), обнаруженные повреждения изоляции, факты нарушения эксплуатации, места утечек газа и тому подобное.

5.2. Во время технического обследования газопроводов выполняют:

1) надтрассовое обследование без раскрытия (КПО подземных стальных газопроводов и наземных в обваловании или проверку герметичности подземных полиэтиленовых газопроводов и наземных стальных газопроводов);

2) обследование подземных газопроводов в шурфах приборным методом и обследование надземных газопроводов;

3) коррозионное обследование газопроводов по трассе;

4) проверку качества сварных стыков (в случае необходимости).

Глава 5.3. КПО газопроводов

5.3.1. Согласно соответствующей специально разработанной инструкции надтрассовое обследование (без раскрытия) газопроводов выполняют следующими способами:

газопроводы подземные стальные или наземные с обвалованием - КПО;

газопроводы подземные полиэтиленовые - проверка герметичности с определением местонахождения трассы газопровода;

газопроводы надземные или наземные без обвалования - проверка герметичности.

5.3.2. Перечень работ, выполняемых при КПО газопроводов, приведен в приложении 2 настоящего Порядка, требования к техническому обследованию опор, подвесок, фундаментов надземных газопроводов приведены в приложении 6 настоящего Порядка.

5.3.3. Требования к оформлению результатов КПО газопроводов приведены в разделе IX настоящего Порядка.

Глава 5.4. Обследование газопровода в шурфах

5.4.1. Осмотр подземных стальных газопроводов с целью определения состояния защитного покрытия, где использованию приборов мешают промышленные помехи, выполняется путем открытия на газопроводах контрольных шурфов длиной не менее 1,5 м.

Места вскрытия контрольных шурфов, их количество в зонах промышленных помех определяются СПГХ или предприятием, которое эксплуатирует газовое хозяйство собственными силами.

Для визуального обследования выбираются участки, которые подвергаются наибольшей коррозионной опасности:

места пересечений газопроводов с другими подземными коммуникациями;

конденсатосборники;

участки газопроводов, на которых были зафиксированы сквозные коррозионные повреждения, обнаружены неплотности или разрывы сварных стыков;

участки газопроводов, имеющие дефекты защитного покрытия, выявленные при проведении КПО;

распределительные газопроводы со сроком эксплуатации свыше 25 лет, на которых ранее не вскрывались контрольные шурфы, по результатам проведения КПО, согласно ежегодным графикам;

участки газопроводов, расположенные в зонах промышленных помех;

в случае вскрытия газопровода сторонними организациями и частными лицами при проведении земляных работ;

на газопроводах, имеющих изоляционное покрытие ниже типа «весьма усиленное»;

в зонах подрабатываемых территорий;

после технического обследования газопровода, при невозможности определения фактического местонахождения газопровода и его углов поворота (при необходимости);

в зонах действия блуждающих токов при возникновении анодных и знакопеременных зон и в зонах с высокой коррозионной активностью грунта (до 20 Ом*м).

В пределах протяженности выявленной дефектной зоны, согласно вышеперечисленным критериям, должно вскрываться не менее 1 шурфа на 1 км распределительного газопровода и на 200 м дворового или внутриквартального газопровода.

Кроме того разрешено применять совмещенный метод оценки технического состояния подземных газопроводов, при котором используются все данные о техническом состоянии газопровода, накопленные за время технических обследований с начала эксплуатации, а также данные, полученные во время последнего технического обследования газопроводов.

5.4.2. Перечень работ, выполняемых при техническом обследовании газопровода методом шурфования, и требования к их выполнению приведены в приложении 3 к настоящему Порядку.

5.4.3. Требования к оформлению результатов шурфового обследования газопровода приведены в разделе IX настоящего Порядка.

Глава 5.5. Коррозионное обследование газопровода

5.5.1. Коррозионное обследование газопроводов выполняют с целью определения степени коррозионной опасности. Перечень работ, выполняемых во время коррозионного обследования газопроводов, и требования к их выполнению приведены в приложении 4 настоящего Порядка.

5.5.2. Требования к оформлению результатов технического обследования газопроводов с целью определения степени коррозионной опасности приведены в разделе IX настоящего Порядка.

Глава 5.6. Проверка качества сварных стыков

5.6.1. Необходимость проверки качества сварных стыков газопроводов при проведении технического обследования определяют в соответствии с требованиями приложения 33 настоящего Порядка.

5.6.2. В случае проведения проверки качества сварных стыков, объем, и порядок проведения таких работ должен соответствовать требованиям: разделу IV, п.6.2. главы VI и приложению 33 настоящего Порядка; ДБН В.2.5-20-2001 «Внешние сети и сооружения газоснабжение» – для стальных газопроводов; раздела III приложения 9 настоящего Порядка - для полиэтиленовых газопроводов.

5.6.3. Требования к оформлению результатов технического обследования газопроводов с целью определения качества их сварных стыков приведены в главе IX настоящего Порядка.

5.7. В случае проведения работ по расширению и капитальному ремонту основания железных и автомобильных дорог и трамвайных путей в местах их пересечения с газопроводами последние, независимо от даты их предварительной проверки и объемов выполненного ремонта, должны проверяться:

- 1) местоположение и глубина заложения газопровода;
- 2) герметичность газопровода;
- 3) сплошность и состояние защитного покрытия.

5.8. В случае возникновения угрозы безопасности работников, которые проводят техническое обследование ОСГ, других лиц из-за неудовлетворительного технического состояния ОСГ техническое обследование и эксплуатация этого объекта прекращаются, организация, проводящая техническое обследование ОСГ, составляет ведомость с перечнем дефектов, повреждений и неисправностей и передает ее балансодержателю ОСГ для выполнения соответствующих восстановительных работ (ремонт, реконструкция, модернизация и т.д.).

5.9. После выполнения восстановительных работ СПГХ или специализированная организация, которая выполняла техническое

обследование, проверяет полноту и качество устранения дефектов, повреждений и неисправностей и при условии положительного результата проверки продолжает техническое обследование ОСТ.

5.10. Приборы и оборудование, с помощью которых необходимо выполнять техническое обследование:

1) перечень работ по техническому обследованию ОСТ, во время выполнения которых применяют измерительную аппаратуру:

подготовительные работы - подготовка плана, программы, сбор исходных данных;

КПО газопроводов – уточнение трассы (выполнение привязок на схеме и на трассе), уточнение глубины заложения (нанесение данных глубины заложения на схему), проверка на плотность (привязка места утечек газа), поиск повреждения изоляции (привязка мест повреждения на схеме) – оформляется рабочий лист КПО и схема с привязками мест утечек газа, нарушений и повреждений изоляции;

буровой осмотр (шпилькование) – проверка на герметичность (привязка мест утечек газа, привязка мест выявления повреждений на схеме);

шурфовое обследование – обследование состояния изоляции (толщина изоляции, адгезия, сплошность), обследование состояния металла трубы (толщина металла стенки трубы, глубина каверн), коррозионное обследование в шурфе (измерение потенциала при включенных и отключенных установках электрохимической защиты (далее – ЭХЗ), определение коррозионной агрессивности грунта в шурфе) – оформляется акт шурфового обследования со схемой шурфа и результатами приборного обследования;

проверка качества сварных стыков - гамма и рентгенография (рентген аппаратом) – оформляется протокол проверки радиографическим методом для стальных газопроводов;

коррозионное обследование – диагностика коррозионного состояния (определение коррозионной агрессивности грунта на трассе, выявление анодных зон, выявление знакопеременных зон, выявление катодных зон), эффективность ЭХЗ (выявление зон защиты газопровода от установок ЭХЗ) – оформляется ведомость измерения потенциалов, диаграммы эффективности работы установок ЭХЗ.

По результатам КПО газопроводов, бурового осмотра, шурфового обследования, проверки сварных стыков, коррозионного обследования составляется акт и паспорт технического состояния газопровода.

2) типовой перечень измерительной аппаратуры, используемой при техническом обследовании газопроводов, приведен в приложении 5 настоящего Порядка, в частности при КПО газопроводов, шурфовом обследовании, при проверке качества сварных стыков и коррозионном обследовании ОСТ.

5.11. Разрешено использовать во время КПО газопроводов средства измерительной техники, а также технические средства - индикаторы, которые

по своим техническим характеристикам не уступают приведенным в приложении 5 настоящего Порядка.

5.12. Периодичность проведения технического обследования ОСГ.

Периодичность проведения технического обследования подземных стальных газопроводов должна соответствовать требованиям - первое плановое обследование – через год после ввода в эксплуатацию;

при продолжительности эксплуатации до 25 лет – не реже 1 раза в 5 лет;

при продолжительности эксплуатации свыше 25 лет и до истечения амортизационного срока эксплуатации (40 лет) – не реже 1 раза в 3 года;

при эксплуатации свыше амортизационного срока (40 лет и более) – ежегодно или решением комиссии по дальнейшей эксплуатации, но не реже чем 1 раз в 3 года;

при включении в план капитального ремонта или замены, а также при защитном покрытии ниже типа «весьма усиленное» - не реже 1 раза в год;

не обеспеченные минимальным защитным потенциалом, при эксплуатации в зонах опасного действия блуждающих токов или в грунтах с высокой коррозионной активностью (0-20 Ом*м) – не реже 1 раза в год;

после выполнения капитального ремонта с восстановлением изоляционного покрытия участка ПСГ от точки подключения прибора за пределы восстановленного участка не менее чем на 50 метров – не ранее чем через 2 недели.

Периодичность проведения технического обследования надземных газопроводов должна проводиться не реже чем 1 раз в 5 лет.

5.13. Техническое обследование состояния полиэтиленовых газопроводов и стальных после их реконструкции методом протяжки полиэтиленовых труб производится в сроки, установленные для обследования стальных газопроводов.

5.14. Внеочередные КПО газопроводов должны проводиться в случае: выявления неплотности или разрывов сварных стыков; сквозных коррозионных повреждений; снижение величины потенциала "газопровод-земля" до значений ниже минимально допустимых; перерыва в работе электрозащитных установок свыше 1 месяца - в зонах влияния блуждающих токов и более 6 месяцев - в остальных случаях.

VI. Методы и методики выполнения технического обследования газопроводов и сооружений на них

Глава 6.1. Методы и методики выполнения технического обследования распределительных стальных подземных газопроводов

6.1.1. Техническое обследование распределительных стальных подземных газопроводов выполняют с применением методов:

КПО;
 шурфового приборного обследования;
 коррозионного обследования;
 проверки качества сварных стыков (в случае необходимости).

6.1.2. Во время технического обследования распределительного стального подземного газопровода вышеупомянутыми методами с применением методик выполнения КПО, шурфового приборного обследования, коррозионного обследования и проверки качества сварных стыков, приведенных в пункте 5.6 раздела V настоящего Порядка и в приложениях 2 -4 настоящего Порядка, необходимо также проводить проверку технического состояния стальных газопроводов и сооружений на них:

конструктивных элементов газовых колодцев;
 задвижек, компенсаторов, гидрозатворов и тому подобное.

Глава 6.2. Методы и методики выполнения технического обследования полиэтиленовых подземных газопроводов

6.2.1. Техническое обследование полиэтиленовых подземных газопроводов выполняют с применением методов:

приборного обследования (определение трассы при наличии контрольного проводника, проверка газопровода на герметичность с помощью высокочувствительного газоанализатора или газоиндикатора);

обследования газопровода в шурфах (преимущественно в местах стальных вставок);

коррозионного обследования стальных вставок;

проверку качества сварных стыков или разъемных соединений (в случае обнаружения утечки газа).

6.2.2. Техническое обследование состояния полиэтиленовых газопроводов проводится в сроки, установленные для стальных газопроводов.

6.2.3. Техническое обследование состояния полиэтиленовых труб, их соединений и изоляции стальных вставок проводят методом шурфования, которое выполняют только в местах расположения стальных вставок.

Необходимо проверять не менее одной стальной вставки на 1 км распределительного полиэтиленового газопровода.

Для возможности обследования мест соединений полиэтиленового газопровода со стальной вставкой длина шурфа должна составлять не менее 1,5 м.

6.2.4. Коррозионное обследование распределительного подземного полиэтиленового газопровода выполняют при наличии в составе такого газопровода стальной вставки.

Объем работ по коррозионному обследованию стальной вставки состоит из проверки:

состояния коррозионной активности грунтов;
состояния изоляционного покрытия вставки.

Методики выполнения этих работ приведены в приложениях 3, 4 настоящего Порядка.

6.2.5. После окончания технического обследования распределительного полиэтиленового подземного газопровода методом шурфования нужно подсыпать и засыпать газопровод песком или мягким грунтом в соответствии с существующим проектным решением.

Глава 6.3. Методы и методики выполнения технического обследования надземных газопроводов

6.3.1. Газопроводы, опоры, фундаменты, подвески подлежат техническому обследованию (визуальному контролю) по всей длине надземного газопровода.

6.3.2. Визуальный контроль газопроводов осуществляют с целью выявления недопустимых видимых дефектов (задилов, забоин, деформаций, трещин, вмятин, прогибов, коррозионных язв и коррозионного износа, изменения исходной формы) или косвенных признаков дефектов и аварийных ситуаций (шума и запаха газа).

6.3.3. Осуществляют измерения остатка толщины стенок во всех дефектных местах. В случае обнаружения повреждений стенки трубы глубиной $0,8t$ и более, где t - толщина стенки трубы, дефект считается сквозным, и участок газопровода подлежит ремонту или замене.

6.3.4. Газопроводы, опоры, подвески, фундаменты сооружений и другие внешние конструкции газопроводов нужно подвергать внешнему осмотру и визуальному контролю после воздействия на них факторов техногенного и природного характера.

6.3.5. Опоры, подвески, фундаменты сооружений и другие внешние конструкции газопроводов нужно подвергать техническому обследованию в объеме соответствующем требованиям к техническому обследованию опор, подвесок, фундаментов надземных газопроводов согласно приложению 6 настоящего Порядка.

Глава 6.4. Методы и методики технического обследования подводных переходов

6.4.1. Техническое обследование состояния подводных переходов газопроводов (далее - ППГ) предусматривает регулярный визуальный осмотр (обходы) и плановые обследования (водолазные, приборные и приборно-

водолазные). Обследование подводных переходов нужно проводить не реже 1 раза в 5 лет. Водолазные и приборно-водолазные обследования в случае их необходимости и по решению балансодержателя выполняют специализированные организации, имеющие соответствующее разрешение.

6.4.2. Методы и методики технического обследования подводных переходов приведены в приложении 7 настоящего Порядка.

Глава 6.5. Методы и методики технического обследования состояния арматуры ОСГ

6.5.1. Техническое обследование состояния арматуры ОСГ, что находится в эксплуатации, производится путем осуществления технического осмотра (визуальный и измерительный контроль) и испытанием на работоспособность.

6.5.2. Требования к методам технического обследования арматуры ОСГ и порядок испытания арматуры на работоспособность приведены в приложении 8 настоящего Порядка.

VII. Методы и критерии оценки технического состояния газопроводов и сооружений на них

7.1. Оценку технического состояния газопроводов следует определять такими методами:

- 1) статистическим;
- 2) непосредственным обследованием газопроводов с использованием современных приборов;
- 3) совмещенным.

7.1.1. При статистическом методе оценки используются и анализируются все данные о техническом состоянии газопроводов, накопленные с начала их эксплуатации. Этот метод можно применять только при достаточном количестве имеющихся данных для оценки технического состояния газопроводов и образцового ведения технической документации.

Если данных за период эксплуатации газопроводов недостаточно, то газопроводы следует дополнительно обследовать по необходимым показателям, таким как: герметичность; состояние антикоррозионного изоляционного покрытия; состояние металла трубы; качество сварных стыков; коррозионное состояние газопровода.

7.1.2. Метод непосредственного обследования применяется во всех случаях, когда данные о техническом состоянии газопроводов вызывают

сомнение или их недостаточно. Непосредственное обследование газопроводов с использованием современных приборов и раскрытием газопроводов должно проводиться в соответствии с требованиями, изложенными в Приложении 33 настоящего Порядка.

7.1.3. При совмещенном методе оценки технического состояния газопроводов используются как накопленные в процессе эксплуатации данные о техническом состоянии газопроводов, так и данные, полученные при непосредственном обследовании газопроводов.

7.2. Критерии оценки технического состояния газопроводов различных по материалу трубы и способу прокладки, являются:

- 1) для стальных подземных распределительных газопроводов:
 - герметичность;
 - состояние защитного изоляционного покрытия;
 - состояние металла трубы (наличие коррозионных или механических повреждений);
 - состояние сварных соединений;
 - состояние коррозионной опасности;
 - состояние электрохимической защиты;
- 2) для стальных наземных с обвалованием распределительных газопроводов:
 - герметичность;
 - состояние защитного изоляционного покрытия;
 - состояние металла трубы (наличие коррозионных или механических повреждений);
 - состояние сварных соединений;
 - состояние обвалований;
 - состояние коррозионной опасности;
 - состояние электрохимической защиты;
- 3) для стальных надземных или наземных без обвалований распределительных газопроводов:
 - герметичность;
 - качество сварных соединений;
 - состояние защитного покрытия (покраска);
 - состояние металла трубы (наличие коррозионных или механических повреждений);
 - состояние опор, креплений, изолирующих прокладок, компенсаторов, фланцев и тому подобное;
- 4) для полиэтиленовых распределительных газопроводов:
 - герметичность;

состояние сварных соединений (нужно проверять в случае, когда в процессе эксплуатации наблюдались утечки газа через сварные соединения);

состояние полиэтиленовой трубы (наличие поперечных и продольных трещин, механических повреждений труб и стыковых соединений, проколов, вмятин);

состояние изолирующего покрытия стальных вставок и соединений полиэтиленовой трубы со стальной;

состояние стальных вставок и соединений полиэтиленовой трубы со стальной;

неплотности в разъемных соединениях между полиэтиленовой трубой и стальной;

5) для газопроводов-вводов:

подземной части - по критериям подземных распределительных газопроводов;

надземной - по критериям надземных распределительных газопроводов;

места выхода газопровода-ввода на границе раздела двух сред (земля-воздух) - с учетом переходных зон (участков);

6) для ППГ:

береговой части переходов - по тем же показателям, что и для подземных газопроводов;

подводной части переходов с положительной и отрицательной плавучестью - по специальным показаниям силами специализированных организаций.

7.3. Оценку технического состояния металла стального газопровода и состояния трубы полиэтиленового газопровода нужно проводить с учетом выявленных дефектов.

7.4. Порядок оценки технического состояния металла стального газопровода должен соответствовать требованиям приложения 33 к настоящему Порядку.

7.5. Классификация дефектов полиэтиленовых распределительных газопроводов, критерии их оценки и схематизация приведены в приложении 9 настоящего Порядка.

7.6. Техническое состояние газопроводов, различных по материалу трубы и способу прокладки, по каждому из критериев должно оцениваться по балльной системе согласно приложению 33 к настоящему Порядку, а также с учетом:

для распределительных стальных наземных газопроводов - требований приложения 10 к настоящему Порядку;

распределительных стальных надземных газопроводов - требований приложения 11 к настоящему Порядку;

для распределительных полиэтиленовых подземных газопроводов - требований приложения 12 к настоящему Порядку;

для газопроводов-вводов - требований приложения 13 к настоящему Порядку.

7.7. Общую оценку технического состояния газопроводов, различных по материалу трубы и способу прокладки, нужно выполнять согласно требованиям раздела 7 и приложения 33 к настоящему Порядку.

7.8. Определение технического состояния газопроводов: стального подземного, наземного с обвалованием, наземного без обвалования, надземного, полиэтиленового подземного газопровода - ввода по результатам технического обследования и определения технического состояния приведены в приложениях 14, 15 к настоящему Порядку, а также учитываются требования приложения 33 к настоящему Порядку.

VIII. Порядок определения остаточного ресурса газопроводов

8.1. Расчет остаточного ресурса газопроводов и сооружений на них выполняют в случае необходимости (определение технической возможности перевода газопровода на высшую категорию, определения остаточной прочности и долговечности участков газопроводов и сооружений на них и т.п.), которая определяется балансодержателем этих газопроводов. Расчет выполняют по стандарту ДСТУ – Н Б В.2.3-21:2008 «Магистральные трубопроводы. Установка. Определение остаточной прочности магистральных трубопроводов с дефектами» и другим методикам.

8.2. Организация, которая выполнила расчет остаточного ресурса газопроводов и сооружений на них, должна обеспечить качество расчетных работ.

IX. Порядок оформления результатов технического осмотра и обследования системы газоснабжения

9.1. Результаты технического осмотра (обхода) ОСГ заносят в журнал регистрации результатов технического осмотра (обхода) трасс распределительных газопроводов и вводов, а также в журнал регистрации результатов технического осмотра (обхода) газорегуляторных пунктов, формы которых приведены в приложениях 16, 17 к настоящему Порядку.

9.2. Определение общего технического состояния газопроводов, а также формулировка выводов и предложений по их дальнейшей эксплуатации

выполняются на основании результатов технического обследования газопроводов с учетом требований:

1) для стальных газопроводов— согласно приложению 33 к настоящему Порядку;

2) для наземных, надземных, полиэтиленовых газопроводов и газопроводов-вводов - согласно приложениям 10-13 к настоящему Порядку.

9.3. Техническое состояние газопроводов, оцененное на основании полученных результатов технического обследования газопроводов и с учетом требований приложения 33 необходимо характеризовать как:

1) удовлетворительное состояние;

2) подлежит капитальному ремонту в очередности;

3) неудовлетворительное состояние;

4) аварийное состояние.

9.4. По результатам технического обследования ОСГ составляется акт проверки технического состояния газопровода (далее - Акт).

9.5. Форма акта проверки технического состояния стального подземного газопровода должна соответствовать требованиям приложения 25 к настоящему Порядку.

9.6. Форма акта проверки технического состояния распределительного стального наземного газопровода приведена в приложении 18 к настоящему Порядку.

9.7. Форма акта проверки технического состояния распределительного стального надземного газопровода приведена в приложении 19 к настоящему Порядку.

9.8. Форма акта проверки технического состояния распределительного полиэтиленового подземного газопровода приведена в приложении 20 к настоящему Порядку.

9.9. Форма акта проверки технического состояния газопровода-ввода приведена в приложении 21 к настоящему Порядку.

9.10. Акт составляется на основании следующих документов:

1) рабочего листа маршрута КПО подземных газопроводов, форма которого приведена в приложении 22 к настоящему Порядку;

2) схемы обследуемого газопровода, с нанесенными: привязками и глубиной заложения газопровода (при необходимости), КИП, электрозащитными установками, электроизолирующими соединениями (фланцевыми – ЭИФ, вставками), газопроводами-вводами, КТ, обнаруженными повреждениями изоляции, фактами нарушения эксплуатации, местами утечек газа и тому подобное;

3) ведомости измерения разности потенциалов «труба-земля»;

4) протокола технического обследования сварных стыков радиографическим методом, форма которого приведена в приложении 23 к настоящему Порядку;

5) актов шурфового обследования подземного газопровода, форма которого приведена в приложении 24 к настоящему Порядку.

9.11. В пункте 9 Акта нужно приводить все выявленные нарушения и повреждения сетей: отклонение от требований нормативов, данные о техническом состоянии сооружений (колодцев, задвижек, компенсаторов, конденсатосборников, КИП, ЭХЗ и т.д.).

9.12. Заключение о состоянии газопровода, возможность его дальнейшей эксплуатации или необходимость проведения капитального ремонта, замены газопровода или его отдельных участков фиксируется в пункте 10 Акта. В заключении указывают меры по безопасной эксплуатации газопроводов, которые должен выполнить балансодержатель до проведения ремонта или замены.

9.13. При наличии подписей всех членов комиссии Акт утверждается балансодержателем или уполномоченным лицом.

9.14. Окончательные результаты технического обследования заносятся СПГХ в паспорт технического состояния газопровода (далее - паспорт), требования к которому приведены в разделе X настоящего Порядка.

Замена паспорта производится в случаях, если это указано в выводе акта технического состояния газопровода после очередного проведения обследования. В остальных случаях к паспорту подкладывается каждый последующий акт.

X. Порядок проведения паспортизации технического состояния систем газоснабжения

10.1. Паспортизации технического состояния (далее - паспортизация) подлежат распределительные газопроводы населенных пунктов с давлением газа до 1,2 МПа, предприятий, учреждений и организаций независимо от подчинения и форм собственности и газопроводы-вводы государственной формы собственности.

10.2. Целью паспортизации распределительных газопроводов является создание единой системы учета и мониторингового контроля за состоянием газопроводов для возможности оперативного выявления характерных изменений и повреждений на газовых сетях, отслеживания интенсивности разрушительных процессов, выявления реального состояния газопроводов и сооружений на них.

10.3. Порядок ведения, хранения и использования паспорта должен соответствовать требованиям приложения 34 к настоящему Порядку.

10.4. Форма паспорта распределительного стального подземного газопровода должна соответствовать требованиям приложения 30 к настоящему Порядку.

10.5. Форма паспорта технического состояния распределительного стального наземного газопровода приведена в приложении 26 к настоящему Порядку.

10.6. Форма паспорта технического состояния распределительного стального надземного газопровода приведена в приложении 27 к настоящему Порядку.

10.7. Форма паспорта технического состояния распределительного полиэтиленового подземного газопровода приведена в приложении 28 к настоящему Порядку.

10.8. Форма паспорта технического состояния газопровода-ввода приведена в приложении 29 к настоящему Порядку.

XI. Порядок осуществления мер безаварийной эксплуатации систем газоснабжения.

11.1. Системой мер безаварийной эксплуатации систем газоснабжения предусматривается выполнение следующих работ:

- 1) техническое обслуживание;
- 2) плановые ремонты.

11.2. Все работы по техническому обслуживанию и плановым ремонтам систем газоснабжения нужно выполнять с соблюдением требований настоящего Порядка, РДИ 204 УССР 066-88, требований пожарной безопасности, нормативных правовых актов, действующих на территории ДНР, требований, предъявляемых к безопасной эксплуатации электроустановок потребителей, технических регламентов предприятий.

11.3. В состав работ по техническому обслуживанию газопроводов и сооружений на них входят:

- 1) технический осмотр;
- 2) техническое обследование;
- 3) измерения давления газа в газопроводах;
- 4) измерения электропотенциалов на подземных газопроводах.

11.4. Плановые ремонты подразделяются на:

- 1) текущий ремонт;
- 2) капитальный ремонт.

Аварийно-восстановительные работы относятся к внеплановым.

Глава 11.5. Планирование и организация мер безаварийной эксплуатации систем газоснабжения

11.5.1. В случае выявления нарушений по результатам технического осмотра и технического обследования ОСГ балансодержатель обязан выполнить необходимые работы для устранения выявленных недостатков. С исполнителями работ необходимо провести технический инструктаж, инструктаж по охране труда, промышленной и пожарной безопасности на предприятии.

11.5.2. Текущий ремонт необходим для постоянного поддержания работоспособности газопроводов и сооружений на них. Работы по текущему ремонту направлены на устранение неисправностей и поломок отдельных узлов и деталей, возникающих в процессе эксплуатации.

Текущий ремонт разделяют на две группы:

1 группа – плановый текущий ремонт (далее - ПТР), выполняется в процессе эксплуатации и заранее запланирован по объему и срокам исполнения на год. План ПТР составляют на основании описания ремонтных работ,

необходимость выполнения которых возникает во время технического осмотра (обхода) трасс и периодических осмотров газопроводов и сооружений на них;

2 группа – внеплановый текущий ремонт, выполняемый в срочном порядке с целью исправления повреждений, которые не могли быть заранее выявлены и устранены во время профилактического ремонта или возникли после его выполнения, а задержка с устранением этих недостатков может привести к серьезным авариям или значительному ухудшению условий эксплуатации.

11.5.3. План-график ПТР на год утверждается руководителем предприятия или уполномоченным лицом. Годовым планом ПТР определяются объем и стоимость ремонтно-профилактических работ, необходимые трудозатраты и продолжительность ремонта объектов.

11.5.4. Внеплановый (непредвиденный) текущий ремонт заранее не планируют, так как он состоит в срочном исправлении ранее не выявленных повреждений.

11.5.5. Текущий ремонт осуществляют газовые службы предприятий, СПГХ или другие специализированные организации по договору.

11.5.6. Требования к рабочим, выполняющим предупредительные меры безаварийной эксплуатации систем газоснабжения, в том числе проводящим работы по текущему или капитальному ремонтам, установлены нормативными правовыми актами и нормативными документами, перечень которых приведен в пункте 11.2 этого раздела.

11.5.7. Типовой перечень работ, выполняемых при текущем ремонте ОСГ, приведен в приложении 31 к настоящему Порядку.

11.5.8. К капитальному ремонту относятся работы, в процессе которых осуществляется замена изношенных конструкций, узлов, деталей на такие же или более современные, а также работы по ремонту базовых (основных) конструкций и сооружений.

11.5.9. Перечень всех работ по капитальному ремонту ОСГ с подробным описанием объемов работ и технологии их выполнения включают в план капитального ремонта ОСГ на год, который является частью организационно-технических мероприятий СПГХ для обеспечения безаварийной эксплуатации систем газоснабжения.

11.5.10. Отбор объектов для капитального ремонта осуществляют на основании актов технического обследования, составленных во время паспортизации ОСГ, а также дефектных ведомостей, составленных в результате осмотров и записей (сведений) в эксплуатационных паспортах. Очередность

выполнения капитального ремонта зависит от суммы баллов по результатам оценки технического состояния при паспортизации. Первоочередными являются газопроводы, которые набрали меньше баллов в категории «капитальный ремонт по очереди».

11.5.11. Выполнение работ по капитальному ремонту осуществляют с максимальным применением механизмов и устройств, с максимальной централизацией изготовления заготовок труб, узлов и деталей. Для объектов со сложной технологией ремонтных работ составляют проекты проведения работ, в которых определены: методы и сроки их выполнения, потребность в рабочей силе, материалах, арматуре, строительных материалах, а также размещение материалов, временных сооружений, механизмов на территории, прилегающей к объекту, который ремонтируется.

11.5.12. Капитальный ремонт ОСГ разрешено начинать при наличии следующих условий:

- включение в план капитального ремонта;

- наличие утвержденной технической документации и финансирования капитального ремонта;

- наличие у производителя работ ордера и соответствующего разрешения на производство земляных работ;

- устройство ограждений мест работ и наличие других охранных мероприятий согласно требованиям нормативов по охране труда и промышленной безопасности.

Капитальный ремонт проводится на основании, оформленных в соответствии с приложением 36 к настоящему Порядку, дефектных актов и исполнительной текущей документации.

11.5.13. Контроль за выполнением работ по капитальному ремонту ОСГ осуществляют:

- при подрядном способе выполнения работ – представители СПГХ или предприятия, эксплуатирующего газопроводы;

- при хозяйственном способе выполнения работ – специалисты газовых хозяйств, эксплуатирующих газопроводы.

11.5.14. Приемка ОСГ для дальнейшей эксплуатации после окончания капитального ремонта выполняется комиссией, назначенной руководителем СПГХ или предприятием эксплуатирующим газопроводы.

Составляется акт приемки отремонтированного объекта, в котором указаны объемы выполненных работ (в натуральном и денежном выражении), качество и результаты испытаний по установленной форме с приложением исполнительно-технической документации в полном объеме.

11.5.15. Типовой перечень работ, выполняемых при капитальном ремонте ОСГ, приведен в приложении 32 к настоящему Порядку.

ХІІ. Обеспечение промышленной, пожарной и экологической безопасности, требований охраны труда

12.1. Во время проведения работ по техническому осмотру, техническому обследованию, неразрушающему контролю ОСГ нужно учитывать требования настоящего Порядка, Правил безопасности систем газоснабжения Донецкой Народной Республики, утвержденных Приказом Гортехнадзора ДНР от 25 июня 2019 года №374 и зарегистрированным в Министерстве юстиции Донецкой Народной Республики 11 июля 2019 года под регистрационным №3278, РДИ 204 УССР 066-88, требований пожарной безопасности, нормативных правовых актов, действующих на территории ДНР, требований к безопасной эксплуатации электроустановок потребителей, технических регламентов предприятий, условий безопасности, изложенных в эксплуатационных документах на средства контроля, используемые при техническом обследовании.

12.2. Специалисты должны пройти обучение и инструктаж по охране труда, промышленной и пожарной безопасности на предприятии – балансодержателе ОСГ и получить допуск на проведение работ.

12.3. Специалисты, которые выполняют работы по неразрушающему контролю при техническом обследовании, должны пройти обучение и иметь соответствующие документы подтверждающие квалификацию.

12.4. Время проведения технического осмотра, технического обследования должно быть согласовано с должностным лицом (специалистом) балансодержателя, ответственным за исправное состояние и эксплуатацию оборудования.

12.5. В зоне выполнения работ по техническому осмотру или техническому обследованию необходимо обеспечивать исполнителям работ соответствие условий труда требованиям нормативных правовых актов по охране труда, промышленной и пожарной безопасности.

Места проведения работ по техническому осмотру, обследованию и т.п. необходимо обеспечить первичными средствами пожаротушения с определением их в наряде-допуске на производство газоопасных работ.

Представитель организации, которая отвечает за безопасное ведение работ, должен обеспечить контроль загазованности воздуха в зоне выполнения работ, принять меры к выводу людей из загазованной зоны в случае превышения допустимых норм концентрации газов.

12.6. Подготовка ОСГ к проведению технического осмотра или технического обследования, в том числе операции по их опустошению, отключение, разборка, установка заглушек, дегазации, зачистки поверхностей

при проведении неразрушающего контроля, толщинометрии и т.д., осуществляет балансодержатель ОСГ.

12.7. Неразрушающий контроль, испытания на работоспособность (функционирование) оборудования следует проводить только с использованием исправных инструментов, приспособлений, аппаратуры и аттестованных средств измерений.

12.8. Перед включением всех видов электрооборудования (электроприводов оборудования, вентиляторов, арматуры, приборов неразрушающего контроля и т.п.) необходимо убедиться в наличии надежного заземления оборудования (приборов).

Места для проведения работ по техническому осмотру, техническому обследованию должны быть оснащены устройствами и средствами для безопасного проведения работ в соответствии с требованиями законодательства.

12.9. Во время технического осмотра и технического обследования работы, которые проводят в траншеях, относят к газоопасным и проводят после оформления соответствующего наряда-допуска на производство газоопасных работ под контролем представителя балансодержателя.

12.10. Если в процессе работы в стенках траншеи появились трещины, угрожающие обвалом, то рабочие должны немедленно покинуть траншею, стенку с трещинами следует обрушить, грунт вынуть и принять меры против обрушения грунта в дальнейшем (укрепить стенки траншеи, срезать грунт для увеличения откосов и т.п.).

Для обеспечения возможности быстрого выхода рабочих из траншеи следует устанавливать лестницы с уклоном 2:3 со ступеньками (планками) через 0,15-0,25 м с каждой стороны газопровода.

Начальник отдела
технического и методологического
сопровождения мероприятий
государственного надзора

В.А. Камша

Приложение 1 к Нормам и правилам в области промышленной безопасности «Порядок осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения» (пункт 3.3.8 раздела III)

Периодичность технических осмотров

Таблица 1

Периодичность технических осмотров трасс подземных газопроводов

№ п/п	Газопроводы	Трассы газопроводов		
		Низкого давления в застроенной части населенного пункта	Высокого и среднего давления в застроенной части населенного пункта	Всех давлений в незастроенной части населенных пунктов
1	Вновь построенные и введенные в эксплуатацию	Непосредственно в день пуска и на следующий день		
2	Стальные и полиэтиленовые, которые эксплуатируются в нормальных условиях и находятся в удовлетворительном состоянии, а также стальные после реконструкции методом протяжки полиэтиленовых труб	1 раз в 2 недели	1 раз в неделю	1 раз в 3 месяца
	Такие же при ежегодном КПО	1 раз в месяц	1 раз в 2 недели	1 раз в 6 месяцев
3	Стальные, проложенные в зоне действия блуждающих токов и не обеспеченные минимальным защитным потенциалом	1 раз в неделю	2 раза в неделю	1 раз в 2 недели
4	Стальные, которые имеют дефекты защитных покрытий, на которых были зафиксированы сквозные коррозионные повреждения и разрывы сварных стыков, и полиэтиленовые, на которых были зафиксированы сквозные повреждения и разрывы сварных стыков	Ежедневно	Ежедневно	1 раз в неделю
5	Стальные, которые имеют положительные и знакопеременные значения смещений электропотенциалов	Ежедневно	Ежедневно	2 раза в неделю
6	Стальные и полиэтиленовые, которые находятся в неудовлетворительном техническом состоянии и подлежат замене	Ежедневно	Ежедневно	2 раза в неделю
7	Те, которые находятся в радиусе 15м от места строительных работ	Ежедневно до устранения угрозы повреждения газопровода		
8	Береговые части переходов через водные преграды, заболоченные участки и овраги	Ежедневно в период наводнения		
Примечания:				
1. Газопроводы с дефектами, указанными в пункте 4, подлежат обязательному приборному техническому обследованию.				
2. Обход газопроводов-вводов к жилым, общественным зданиям и предприятиям необходимо выполнять в сроки как для распределительных газопроводов.				

Таблица 2

Периодичность технического осмотра трасс газопроводов и сооружений на них,
которые расположены на подрабатываемых территориях

№ п/п	Наименование работ	Периодичность проведения
1.	Обход газопроводов низкого давления и сооружений на них (задвижек, кранов, компенсаторов), расположенных в застроенной части населенного пункта или промышленной площадки	1 раз в 7 дней
2.	Обход газопроводов среднего и высокого давления и сооружений на них	1 раз в 3 дня
3.	То же газопроводы низкого, среднего, высокого давления в незастроенной части	1 раз в месяц
4.	Проверка на загазованность колодцев, подвалов зданий на расстоянии 15 м в обе стороны от газопроводов и осмотр коверов	При обходе трассы подземных газопроводов
5.	Осмотр и проверка запорной арматуры на подземных газопроводах	При обходе трассы подземных газопроводов
6.	Осмотр и проверка запорной арматуры на надземных газопроводах, в т.ч. вводных (по стенам зданий)	1 раз в год
7.	Периодическая предупредительная проверка газорегуляторных пунктов (ГРП)	1 раз в 4 дня
8.	Плановый текущий ремонт запорной арматуры в колодцах	1 раз в 3 года
9.	Плановый текущий ремонт коверов и вводов в здания	1 раз в 3 года
10.	Плановый текущий ремонт запорной арматуры надземных газопроводов	1 раз в 5 лет
11.	Буровой осмотр или приборный метод контроля за состоянием плотности газопроводов (всех давлений)	1 раз в 3 года

Таблица 3

Перечень первичных средств пожаротушения помещения ГРП

Место установки средств пожаротушения	Средство пожаротушения	Количество	Площадь помещения
Основное помещение ГРП	Огнетушитель углекислотный или порошковый	2	Все помещения до 50 м ²
	ОП-10А	2	Свыше 50 м ²
Основное помещение ГРП	Ящик с песком	0,5м ³	Все помещения
Основное помещение ГРП	Лопата	1	Все помещения
Основное помещение ГРП	Асбестовое полотно или войлок	2х2м	Все помещения

Приложение 2 к Нормам и правилам в области промышленной безопасности «Порядок осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения» (пункт 5.3 раздела V, пункт 6.1.2, раздела VI)

ПЕРЕЧЕНЬ

работ, выполняемых во время комплексного приборного обследования газопроводов

1. При КПО стальных подземных/наземных с обвалованием газопроводов определяют:

- 1) местонахождение газопровода;
- 2) глубину заложения газопровода (в случае необходимости);
- 3) герметичность газопровода;
- 4) наличие повреждений изоляционных покрытий.

2. При КПО подземных полиэтиленовых газопроводов определяют:

- 1) местонахождение газопровода;
- 2) герметичность газопровода.

3. При КПО стальных надземных/наземных (без обвалований) газопроводов проверяют герметичность трубопровода.

4. Перечень измерительной аппаратуры, используемой при КПО газопроводов, с назначением аппаратуры и конкретного вида обследования приведены в приложении 6 настоящего Порядка.

Приложение 3 к Нормам и правилам в области промышленной безопасности «Порядок осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения» (пункт 5.4.2 раздела V, пункт 6.1.2, 6.2.4 раздела VI)

ПЕРЕЧЕНЬ

работ, выполняемых во время технического обследования подземного газопровода методом шурфования, и требования к их выполнению

1. Перед началом выполнения технического обследования поверхность трубы в шурфе очищают от земли и песка по всему периметру трубы (расстояние между нижней кромкой трубы и грунтом должно быть достаточным для возможности обследования).

2. В шурфе проверяют:

- 1) состояние изоляционного покрытия газопровода;
- 2) состояние поверхности металла трубы;
- 3) коррозионное состояние металла трубы;
- 4) качество сварных стыков.

3. Проверка изоляционного покрытия:

3.1. Проверку типа и состояния изоляционного покрытия осуществляют по следующим показателям: тип покрытия, толщина покрытия, адгезия (прилипание изоляции к трубе), диэлектрическая целостность (сплошность изоляции). В отдельных случаях измеряют переходное сопротивление изоляции.

Если состояние изоляционного покрытия из полимерных лент, экструдированного полиэтилена и других полимеров удовлетворительное, а именно: отсутствуют повреждения поверхности - царапины, проколы, забоины, расслоение, которые могут вызвать коррозию металла трубы, отсутствуют пустоты (определяются во время легкого постукивания по поверхности изоляционного покрытия газопровода твердым предметом, в случае наличия пустот между изоляционным покрытием и трубой чувствуется глухой звук), проверку адгезии изоляционного покрытия к металлу трубы не проводят.

3.2. Последовательность проверки изоляционного покрытия:

визуально определяют: материал покрытий (битум, полиэтилен и т.п.); состояние внешней поверхности изоляции (гладкая, морщинистая, бугристая, обпывшая, имеет продавленность сверху, снизу, по бокам и т.п.); наличие сквозных повреждений изоляционных покрытий (трещин, пустот, проколов, порезов, пропусков изоляции и т.д.).

Продолжение приложения 3

3.3. Целостность изоляции и наличие посторонних вкраплений (корни деревьев, куски кирпичей, строительный или бытовой мусор и т.д.) определяют прощупыванием (руками) и прослушиванием (простукивание изоляционного покрытия деревянной рукояткой молотка) по периметру и вдоль трубы в шурфе.

3.4. Толщину защитного покрытия газопровода определяют методом неразрушающего контроля с применением толщиномеров не менее чем в четырех точках по кругу и в местах, которые вызывают сомнения:

- 1) в заводских и базовых условиях – на 100% изолированных труб;
- 2) в трассовых условиях – на 10% сварных стыков труб и участков, которые ремонтируются;
- 3) на резервуарах – в одной точке на каждом квадратном метре поверхности, а в местах перегибов изоляционных покрытий – через 1 м по длине круга.

3.5. Приборным методом с помощью адгезиметров проверяют степень адгезии. Для определения адгезии битумной изоляции и пленки применяют адгезиметры соответствующих типов.

Разрешается определение адгезии битумной изоляции методом вырезания треугольника под углом 45 град. в двух направлениях. В месте надреза изоляцию поднимают ножом, чтобы отделить ее от трубы. Адгезия считается удовлетворительной, если вырезанный треугольник не отделяется, а при отрыве на металлической поверхности трубы остаются следы изоляции.

3.6. По расслоениям образца, который обследуется, и его толщине определяют тип изоляции (нормальная, усиленная, весьма усиленная).

3.7. После окончания работ по проверке коррозионного состояния, состояния изоляции и металла трубы в шурфе, поврежденный во время обследования участок изоляции должен быть восстановлен по соответствующей технологии ремонта изоляции.

4. Последовательность проверки состояния поверхности металла газопровода:

4.1. Состояние поверхности металла газопровода проверяют в шурфе на зачищенном участке газопровода длиной не менее 0,5 м визуальным способом.

4.2. При наличии коррозионных повреждений устанавливают степень коррозии металла в зависимости от количества каверн на единицу поверхности и их глубины. Глубину каверн измеряют штангенциркулем или микрометрическим глубиномером. Толщину стенки трубы определяют с помощью ультразвукового толщиномера.

5. Последовательность проверки коррозионного состояния газопровода:

Продолжение приложения 3

5.1. Коррозионное состояние газопровода нужно определять по коррозионной агрессивности грунта, в котором проложен газопровод, и по результатам опасного действия блуждающих токов.

5.2. Коррозионную агрессивность грунта по отношению к стальным подземным газопроводам определяют по двум показателям:

1) удельное электрическое сопротивление грунта;

2) средняя плотность катодного тока при смещении потенциала на 100 мВ в отрицательную сторону относительно потенциала коррозии.

Показатели коррозионной агрессивности грунта относительно стали приведены в таблице 1 настоящего приложения.

Таблица 1

Коррозионная агрессивность грунта к стали

Коррозионная агрессивность грунта к стали	Удельное сопротивление грунта, Ом*м	Средняя плотность катодного тока, А/м ²
Низкая	Более 50	До 0,05
Средняя	От 20 до 50	От 0,05 до 0,2
Высокая	До 20	Более 0,2

5.3. Измерение удельного электрического сопротивления грунта выполняется по четырех электродной схеме. Электроды располагают по одной линии, которая для сооружения, которое проектируется, должна совпадать с осью трассы, а для уложенного в землю трубопровода должна проходить перпендикулярно или параллельно ему на расстоянии от 2м до 4м от оси сооружения. Электроды должны располагаться на одинаковом расстоянии друг от друга, равном глубине заложения стального трубопровода. Глубина забивания электродов в грунт не должна быть больше 1/20 расстояния между электродами. Удельное электрическое сопротивление грунта по трассе определяют последовательными измерениями в отдельных точках с шагом не менее одного замера на 1000м.

5.4. Наличие блуждающих токов проверяют путем измерения разности потенциалов "трубопровод - земля" при включенной и отключенной защитной установке, в зоне действия которой находится обследуемый газопровод. По показаниям прибора делают вывод о наличии или отсутствии блуждающих токов, а также устанавливают степень опасности блуждающих токов.

Измерения выполняют регистрирующим или показывающим вольтметром с внутренним сопротивлением не менее 20 кОм на 1 В шкалы. Для этой цели используют ампервольтметр, цифровые измерители разности потенциалов, цифровые мультиметры, электронные самописцы с программным обеспечением, а также регистрирующие мультиметры G и измерители разности потенциалов.

5.5. Если газопровод находится в зоне опасного воздействия блуждающих токов, то измерения следует проводить регистрирующим прибором. Как вспомогательный электрод для измерения разности потенциалов "газопровод - земля" используют неполяризующийся медносульфатный насыщенный электрод сравнения – Cu/CuSO₄. В зимнее время используют также электрод, выполненный для работы в зимнее время (до - 30 ° C) с добавлением этиленгликоля. Стальным электродом сравнения пользоваться запрещено из-за способности металла поляризоваться во внешнем поле, что приводит к значительным искажениям измерений.

6. Последовательность проверки качества сварных стыков:

6.1. Проверку качества сварных стыков осуществляют в таких случаях:

- 1) если в процессе эксплуатации наблюдалось раскрытие или разрыв сварных стыков;
- 2) если во время последней проверки на герметичность было установлено, что местом утечки газа является некачественный сварной стык.

6.2. Работы выполняют в следующем порядке:

- 1) по обе стороны от каждого дефектного сварного стыка проверяют по одному прилегающему стыку методом гамма или рентгенографии;

2) если во время просвечивания этих стыков будет обнаружен хотя бы один некачественный стык, необходимо дополнительно провести проверку методом гамма или рентгенографии не менее 5% сварных стыков проверяемого газопровода. Кроме того, все стыки этого газопровода дополнительно проверяют на герметичность путем бурения скважин на расстоянии не менее 0,5 м от стенки трубы газопровода, глубиной не менее 0,7 глубины заложения газопровода с проверкой загазованности газоиндикаторами чувствительностью 0,001%. При обнаружении загазованности в скважине эти стыки проверяют методом гамма или рентгенографии. Если загазованность в указанных скважинах не выявлена, то эти стыки признают годными;

- 3) если в процессе эксплуатации на данном газопроводе не было разрывов и утечек газа, то сварные стыки признают качественными и проверку их состояния не осуществляют.

Приложение 4 к Нормам и правилам в области промышленной безопасности «Порядок осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения» (пункт 5.5.1 раздела V, пункт 6.1.2, 6.2.4 раздела VI)

ПЕРЕЧЕНЬ РАБОТ, выполняемых при коррозионном обследовании газопроводов

1. Коррозионное обследование газопроводов проводят с целью определения степени коррозионной опасности. Благодаря коррозионному обследованию выявляют участки газопроводов, которые:

- находятся в агрессивной среде или почвах низкой, средней и высокой коррозионной агрессивности и имеют другие коррозионно-опасные участки;
- имеют анодные или катодные зоны гальванотоков, индукционных токов;
- находятся в зоне влияния установок ЭХЗ, установленных на смежных подземных коммуникациях;
- находятся в зоне влияния конкретно определенных источников блуждающих токов;
- имеют защитный потенциал от источников блуждающих токов;
- не имеют защитного потенциала из-за отсутствия или неисправности действующих средств защиты от коррозии;
- не поддаются комплексной защите от коррозии;
- имеют защитный потенциал и находятся в зоне действия установок ЭХЗ, установленных на газопроводе, при условии обеспечения нормированного уровня защиты по протяженности и во времени.

В случае необходимости определяется также техническое состояние подземного сооружения (состояние защитного покрытия и металла трубы, наличие и количество коррозионных повреждений, геолого-геофизический разрез грунта и т.д.). Во время экспертного обследования возможна установка временной исследовательской (передвижной) установки электрохимзащиты.

2. Наличие блуждающих токов определяют по результатам изменения разности потенциалов на действующих газопроводах относительно земли или между двумя электродами, установленными на поверхности земли, наблюдая за величиной (цифрой) и знаком (+, -) показателей прибора.

Влияние блуждающих токов опасно, когда размах колебаний значений потенциала газопровода, который измеряется прибором относительно земли, по медносульфатному электроду сравнения превышает 0,1 В, а также при наличии в течение измерений мгновенного положительного сдвига потенциала газопровода независимо от коррозионной агрессивности грунтов.

3. Последовательность определения уровня защиты газопровода:

3.1. Вдоль трассы обследуемого газопровода, выполняют измерения разности потенциалов "газопровод - земля" в обустроенных КИП на газопроводах или на стояках дворовых вводов.

Порядок измерения приведен в методиках действующих нормативных документов. Продолжительность периода измерения в каждом пункте выполнения измерений устанавливается заданием на коррозионное обследование (может быть от десятиминутного до суточного и более).

3.2. Измерение потенциалов по трассе осуществляется на таких объектах:

- в зонах влияния электрифицированного рельсового транспорта (источники блуждающих токов) - в пункте выполнения измерений, не реже чем через каждые 100 м (10 измерений на 1 км трассы);

- при отсутствии воздействия блуждающих токов – в пункте выполнения измерений не реже семь измерений на 1 км трассы;

- в населенных пунктах сельской местности - в пункте выполнения измерений не реже пять измерений на 1 км трассы;

- на трассах за пределами населенных пунктов - в пункте выполнения измерений не реже двух измерений на 1 км.

3.3. Кроме этого, выполняют проверку эффективности работы электроизолирующих соединений (фланцевых – ЭИФ, вставок), в местах выхода газопровода из земли, перед ГРП и других местах в зоне обследования. С этой целью осуществляют синхронные измерения потенциалов на газопроводе до и после электроизолирующих соединений (фланцевых – ЭИФ, вставок), а также падение напряжения на электроизолирующих соединениях (фланцевых – ЭИФ, вставках).

3.4. Если потенциал "газопровод - земля" до и после электроизолирующего соединения (фланцевого – ЭИФ, вставки), при одновременном измерении синхронно меняется, то электроизолирующее соединение (фланцевое – ЭИФ, вставка), не работает. Если измеренная разность потенциалов между трубами с обеих сторон электроизолирующего соединения (фланцевого – ЭИФ, вставки), превышает 0,1В, электроизолирующее соединение (фланцевое – ЭИФ, вставка), работает эффективно.

3.5. По результатам измерений строят диаграмму сдвига потенциалов (время измерений - от десяти минут до суток в зависимости от программы коррозионного обследования) и выполняют расчет анодных, знакопеременных и катодных зон по определенной длине, а также в процентном отношении к общей длине обследуемой трассы газопровода.

3.6. Диаграмму сдвига потенциала строят в такой последовательности:

- 1) трассу обследуемого газопровода на схеме принимают за ось абсцисс, на которую наносятся пункты выполнения измерений.

2) на оси ординат откладывают в масштабе $0,1\text{В}=1\text{мм}$ минимальные и максимальные значения смещений потенциалов в виде прямых отрезков перпендикулярно трассе газопровода и соединяют между собой с нанесением значения потенциала. Отрицательный потенциал наносится вниз и влево и закрашивается синим цветом, положительный вверх и вправо и закрашивается красным цветом.

3.7. Длина анодной, знакопеременной и катодной зон определяется по диаграмме смещения потенциалов в соответствии с масштабом. Определение анодных, знакопеременных и катодных зон осуществляют вычислением соотношения длины анодных, знакопеременных и катодных зон в соответствии с общей длиной обследуемого газопровода в процентном отношении. Уровень защиты газопровода определяют в процентах как отношение длины катодной зоны газопровода к общей длине обследуемого газопровода.

3.8. По результатам измерений и построенных диаграмм смещения потенциалов в режимах вкл/выкл действующего средства ЭХЗ делают вывод об эффективности работы действующих средств защиты и дают рекомендации о необходимости выполнения дополнительных мер защиты. Пункты выполнения измерений размещают по внешнему периметру (границам) и посередине зоны защиты на расстояниях между ними не более 100 метров. Внешняя граница зоны защиты условно проходит через пункты выполнения измерений, где $\Delta E_{\min} \geq 100 \text{ мВ}$ или $E_{\max} \leq -0,9 \text{ В}$.

4. Определение вредного воздействия источников блуждающих токов на газопроводы:

4.1. Для выявления условий распространения блуждающих токов и степени их влияния на газопроводы выполняют измерения разности потенциалов "рельс - земля" (E_{\min} и E_{\max}) по рельсовым путям электрифицированного транспорта с интервалом между пунктами выполнения измерений не более 100 метров. Принцип измерения такой же, как для измерения разности потенциалов "трубопровод - земля", но в данном случае как вспомогательный электрод используют электрод сравнения, который отдалают на расстояние 20 м от рельсовой сети.

По результатам измерений строится потенциальная диаграмма "рельс - земля" с обозначением анодных, знакопеременных и катодных зон.

На газопроводах, проходящих вдоль знакопеременных и катодных участков рельсовых путей, выполняют синхронные измерения потенциалов "рельс - земля" (E_{\min} и E_{\max}) и "газопровод-земля" (E_{\min} и E_{\max}) или при технической возможности одновременные измерения разности потенциалов "газопровод - рельс" (E_{\min} и E_{\max}). Место, где анодная зона газопровода достигает максимальных значений при наличии одновременного пика катодной зоны на рельсовых путях, считается наиболее коррозионно опасным и требует обязательного использования средств дренирования блуждающих токов к своему источнику.

4.2. Предприятия - собственники электрифицированного рельсового транспорта предоставляют сведения в газовые хозяйства о разности потенциалов между пунктами присоединения к рельсовым путям «минус – шин» тяговых подстанций и потенциальные диаграммы рельсовых путей.

Полученные результаты измерений сравнивают с нормативными значениями.

Приложение 5 к Нормам и правилам в области промышленной безопасности «Порядок осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения» (пункт 5.10, 5.11 раздела V)

ТИПОВОЙ ПЕРЕЧЕНЬ
измерительной аппаратуры, используемой
при техническом обследовании газопроводов

Перечень работ по техническому обследованию газопроводов	Перечень приборов и используемого оборудования
Комплексное приборное обследование	
Определение местонахождения трассы газопровода, глубины заложения газопровода и сплошности изоляционного покрытия (поиск повреждений изоляции)	Универсальная аппаратура поиска трасс подземных коммуникаций и повреждений изоляции
Проверка герметичности (плотности) газопровода	Высокочувствительные автоматические взрывозащищенные переносные малогабаритные газоиндикаторы и газоанализаторы периодического действия с чувствительностью не менее 0,001%.
Буровой осмотр (шпилькование)	
Проверка герметичности (плотности) газопровода	Высокочувствительные автоматические взрывозащищенные переносные малогабаритные газоанализаторы периодического действия с чувствительностью не менее 0,001%.
Шурфовое и коррозионное обследование	
Обследование состояния изоляции:	
Измерение толщины защитного покрытия газопровода	Вихретоковые и индукционные магнитные толщинометры
Определение адгезии защитных покрытий к металлу	Адгезиметры разных типов в зависимости от типа покрытия (битумная изоляция или пленочные полимерные материалы)
Обследование состояния трубы:	
Измерение толщины стенки металла трубы	Ультразвуковые толщинометры
Измерение (в случае наличия) глубины коррозионных повреждений (каверн)	Штангенциркуль или микрометрический глубиномер
Диагностика коррозионного состояния	Приборы и/или лабораторная установка для измерения сопротивления грунта, цифровые стрелочные ампервольтметры, цифровые измерители разности потенциалов, цифровые мультиметры, электронные самописцы с программным обеспечением, регистрирующие мультиметры и измерители разности потенциалов для проверки наличия блуждающих токов путем измерения разности потенциалов «трубопровод-земля» (измерители сопротивления, омметры, мегаметры)

Приложение 6 к Нормам и правилам в области промышленной безопасности «Порядок осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения» (пункт 5.3 раздела V, пункт 6.3.5 раздела VI)

Требования к техническому обследованию опор, подвесок, фундаментов надземных газопроводов

1. При обследовании опор, фундаментов надземных газопроводов нужно выполнять контроль положения всех элементов, их соответствия проектной документации.

2. Опоры, подвески, фундаменты сооружений и другие внешние конструкции под газопроводы должны отвечать следующим требованиям:

- 1) газопроводы должны плотно прилегать к опорным конструкциям;
- 2) опоры и подвески должны находиться на расстоянии не менее 50 мм от сварных швов для труб диаметром менее 50 мм и не менее 200 мм для труб диаметром более 50 мм;
- 3) тяги подвесок газопроводов, не имеющих тепловых удлинений, должны быть установлены вертикально;
- 4) тяги подвесок газопроводов, имеющих тепловые удлинения, следует устанавливать с наклоном в сторону, обратную удлинению;
- 5) фундаменты, устанавливаемые на дне лотков и каналов, не должны препятствовать свободному стоку воды по дну лотка или канала.

3. Недопустимые дефекты опор, подвесок, фундаментов сооружений и других внешних конструкций под газопроводами и меры по их устранению.

3.1. Не допускается проседание опор, фундаментов под газопроводом. Проседание должно быть устранено путем поднятия газопровода с последующей фиксацией.

Устранение провисания газопроводов осуществляется методом установки под подушки опор металлических прокладок, привариваемых к опорным конструкциям.

Бетонные облицовки, которые просели, ремонтируют, заполняя полость гравием (щебнем) с последующим заполнением поврежденных мест бетоном.

Трещины в бетоне расчищают, промывают и закладывают пластичным бетоном или цементным раствором, имеющим марку более высокую, чем основной бетон фундамента.

3.2. Не допускается деформация элементов опор, подвесок. Деформированные элементы опор должны быть вырезаны и заменены. Деформированные подвески должны быть заменены.

3.3. Элементы опор и подвески с многочисленными коррозионными повреждениями поверхности и дефектами конструкций должны быть вырезаны и заменены.

4. Основные дефекты железобетонных опор:

- 1) продольные и поперечные трещины стоек опор;
- 2) выбоины, отверстия в бетоне стоек;
- 3) смещение каркаса арматур стоек опоры, выход арматуры на поверхность бетона;
- 4) коррозия арматуры;
- 5) некачественная заделка арматуры;
- 6) трещины, сколы и осыпание бетона фундаментов, коррозия арматуры фундаментов;
- 7) неплотное прилегание пяты опоры к поверхности фундамента;
- 8) отклонение опоры от вертикального положения.

5. Квалификация дефектов железобетонных опор и фундаментов, требования к их дальнейшей эксплуатации:

5.1. Все дефекты железобетонных опор и фундаментов, находящихся в эксплуатации, по характеру их влияния на несущую способность конструкций можно разделить на три группы:

1-я группа - повреждения, практически, не снижающие прочность и долговечность конструкции (поверхностные раковины, пустоты, трещины шириной до 0,2 мм, сколы бетона без оголения арматуры и др.);

2-я группа - повреждения, снижающие долговечность конструкции (трещины шириной раскрытия 0,3 - 0,6 мм, пустоты, раковины и сколы бетона с оголением арматуры; поверхностная коррозия бетона и т.п.);

3-я группа - повреждения, снижающие несущую способность конструкции (отдельные трещины шириной раскрытия более 0,6 мм; трещины шириной раскрытия более 0,3 мм при количестве трещин более двух в одном сечении, раковины и сквозные отверстия площадью более 25 см²; отклонения стоек одностоечных опор от вертикали на величину более допустимой и т.п.).

5.2. Повреждения 1-й группы не требуют принятия срочных мер, их можно устранить нанесением ремонтных материалов (покрытий) при текущем ремонте в профилактических целях. Основное назначение покрытий при этих повреждениях – остановить развитие мелких трещин, предотвратить образование новых, улучшить защитное свойство бетона, предохранить конструкции от атмосферной или химической коррозии.

При повреждениях 2-й группы ремонт обеспечивает повышение долговечности конструкции, поэтому материалы, применяемые при ремонте, должны иметь достаточную

Продолжение приложения 6

долговечность. Обязательной заделке подлежат продольные трещины, сколы и раковины, расположенные на высоте до 2,5 м от земли.

При повреждениях 3-й группы восстанавливается несущая способность опор путем их усиления или выправки. Применяемые при усилении материалы, должны обеспечивать прочные характеристики и долговечность конструкции.

6. Опоры, подвески, фундаменты сооружений и другие внешние конструкции под газопроводом должны отвечать требованиям, изложенным в эксплуатационной документации и в проектной документации.

Приложение 7 к Нормам и правилам в области промышленной безопасности «Порядок осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения» (пункт 6.4.2 раздела VI)

Методы и методики технического обследования подводных переходов

1. Визуальный осмотр.

1.1. Визуальный осмотр береговых участков подводного перехода выполняют путем обхода или объезда с целью:

- выявления нарушений эксплуатации ППГ и проектной документации;
- оценки состояния информационных знаков;
- оценки состояния береговых участков, выявление развития оврагов, оползней, размывов дна в русле и на берегах;
- выявления возможных повреждений газопровода и утечки газа;
- наблюдения за целостностью берегозащитных сооружений от размыва, по состоянию растительности на покрытии укреплений, предназначенного для защиты от разрушающего воздействия размыва;
- оценки состояния изоляционного покрытия и металла трубы на открытых участках газопровода; определения планово-высотного положения газопровода и его изменений по сравнению с проектными и исполнительными данными;
- углубление газопровода в грунт;
- оценки состояния газопровода (наличие или отсутствие внешних коррозионных повреждений металла трубы в местах нарушения изоляции);
- выявление и характер деформации рельефа дна и береговых склонов.

1.2. Визуальный осмотр береговых участков ППГ выполняет балансодержатель.

1.3. Утечки газа на береговых участках определяются приборами или визуально по следующим признакам:

- шум и запах газа;
- изменение цвета или появление засохшей растительности;
- появление пузырьков газа на поверхности воды;
- потемнение снега;
- движение почвы или снега в местах утечки.

1.4. Во время визуального осмотра береговых участков ППГ необходимо обращать внимание на состояние сооружений для отвода поверхностных вод вдоль оси газопровода, а также предотвращать распространение оврагов и промоин, возникающих в охранной зоне.

1.5. Объемы работ определяются в задании на техническое обследование ППГ с учетом результатов предыдущих обследований и осмотров.

1.6. Во время технического обследования состояния ППГ применяют следующие методы:

- осмотр технического коридора перехода (с применением фото или видеосъемки по требованию СПГХ);

Продолжение приложения 7

приборное обследование газопровода (с донной поверхности);
водолазное или приборно-водолазное обследование дна реки и газопровода.

1.7. Регулярные наблюдения за берегоукрепительными сооружениями должны предусматривать:

установление фактического профиля сооружения и сопоставления его с проектным;
промеры глубин перед подошвой откосов укрепления берегов;
проверку состояния пригрузов, одерновки и других элементов укрепления;
наблюдение за состоянием растительности на покрытии укрепления,
предназначенного для защиты от разрушительного действия размывов.

1.8. Если берегоукрепительные сооружения побережья состоят из глинистых грунтов, необходимо проводить регулярные наблюдения с целью прогнозирования и предотвращения образования оползней.

1.9. В случае выявления активных оползневых процессов в береговых зонах перехода рекомендуется сократить интервал между осмотрами.

1.10. Деформация наклонных берегоукрепительных сооружений с развитием трещин на поверхности становится предвестником возникновения оползня. В таких случаях следует принять неотложные меры по усилению или реконструкции берегоукрепления.

1.11. Целостность информационных знаков ППГ устанавливается путем сопоставления их местонахождения с имеющимся планом перехода, проверкой текстов информирования, прочности крепления, качества окраски, видимости на фоне окружающего ландшафта.

1.12. Результаты осмотра ППГ необходимо занести в эксплуатационный паспорт газопровода.

2. Приборное обследование ППГ выполняется с целью:
определения пространственного положения газопровода, углубление газопровода в грунте, выявление открытых и провисающих участков;
оценки антикоррозионной защиты и состояния изоляционного покрытия;
обнаружения утечек газа;
определения рельефа береговых участков, установления угрозы размыва газопровода в результате смещения русловых форм или береговых склонов (для рек, динамично меняющих свое русло).

3. Водолазное обследование.

3.1. Водолазное обследование выполняется с целью:
обнаружения утечек газа;
определения величины углубления газопровода в грунте, выявления длины открытых и глубины провислых участков;
определения напряженно-деформированного состояния трубопровода;

Продолжение приложения 7

определения рельефа дна и береговых участков, установления угрозы размыва трубопровода вследствие смещения русловых форм или береговых склонов;
визуальной оценки состояния защитного и изоляционного покрытия, пригрузок на открытых и провислых участках;
определения размеров и состояния коррозионных дефектов на открытых участках газопровода;
обследования дна, состояния донных грунтов, подводной части сооружений защиты берегов от размыва;
поиска и идентификации вблизи газопровода предметов, представляющих потенциальную опасность его повреждения.

3.2. Обследование водолазами дна должно проводиться по промерным маршрутам, которые привязываются к плану, для чего определяют координаты обеих или одной из крайних точек, длину и направление маршрута.

При обследовании дна водолазы должны выявить препятствия, в случае необходимости определить состав донных отложений (наносов), установить признаки, характеризующие направление и интенсивность процессов размывания газопровода и на прилегающих участках.

3.3. Изучение особенностей залегания наносов выполняют для выявления условий их формирования, оценки подвижности и влияния потока воды ниже и выше ППГ по течению реки.

3.4. При обследовании дна акватории реки непосредственно у берегоукреплений, отсыпов или размывов газопровода необходимо выявлять признаки дефектов, связанных с нарушением продольной или поперечной устойчивости газопровода.

При наличии каменно-щебнистых отсыпок, выполненных для защиты ППГ, водолазы оценивают их качество, наличие местных оползней или промоин.

3.5. При осмотре мешков с песчано-цементной смесью, которые уложены над газопроводом, измеряют их просадку для подсчета объема дополнительной подкладки мешками.

3.6. Во время выполнения водолазных работ используют подводную фото или видеосъемку для оценки качества выполненных работ.

3.7. Все средства измерения, применяемые для контроля технического состояния ППГ, должны быть метрологически обеспечены.

3.8. Организация, выполняющая водолазные работы, предоставляет владельцу ППГ отчет по результатам обследования ППГ с рекомендациями относительно дальнейшей эксплуатации объекта.

Приложение 8 к Нормам и правилам в области промышленной безопасности «Порядок осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения» (пункт 6.5.2 раздела VI)

Требования к методам технического обследования арматуры объектов системы газоснабжения и порядок испытания арматуры на работоспособность

1. Визуальный контроль.

1.1. Визуальный контроль следует осуществлять в соответствии с требованиями инструкций, действующих в СПГХ.

1.2. При проведении визуального контроля необходимо обратить внимание на:
места, имеющие повреждения или дефекты;
следы пропусков рабочей среды на основном металле, сварных швах и в соединениях уплотнителей;
наличие трещин, отслоений, видимых нарушений геометрической формы, следов коррозии;
наличие коррозионного растрескивания в местах концентрации напряжений и в околошовных зонах.

1.3. Особое внимание во время визуального контроля следует уделять местам возможного попадания на поверхность арматуры влаги и возможного образования в этих местах коррозионных повреждений.

1.4. В случае необходимости для повышения достоверности при проведении визуального контроля арматуры проводят зачистку отдельных участков ее поверхности инструментом, обеспечивающим сохранение дефекта (разрушения), для дальнейшего его исследования.

2. Порядок испытания арматуры на работоспособность.

2.1. Испытанием на работоспособность подлежат все обследуемые изделия. Испытания на работоспособность состоят из:
испытания изделия на утечки газа;
проверки работоспособности привода (штурвала, редуктора и штока)
проверки целостности штока (геометрическая форма, целостность резьбы)
проверки отсутствия механических повреждений (трещин, сколов и т.п.) и геометрической формы грандбуксы;
проверки исправности деталей крепления грандбуксы и правильности установки болтов;
проверки деталей крепления и материала уплотнений фланцевых соединений и крепления крышки.

2.2. Испытания проводят, как правило, без демонтажа арматуры, непосредственно на месте ее установки.

Продолжение приложения 8

2.3. Испытания проводят в порядке и в соответствии с параметрами, указанными в технических условиях и техническом описании арматуры, которая испытывается.

2.4. Арматура считается работоспособной, если:

- обеспечивается прочность материалов деталей и сварных швов, работающих под давлением;

- не наблюдается пропусков среды;

- обеспечивается герметичность сальных уплотнений и фланцевых соединений арматуры по отношению к внешней среде;

- обеспечивается герметичность затвора арматуры в соответствии с паспортом на запорную арматуру;

- обеспечивается плавное перемещение всех подвижных частей арматуры без рывков и заеданий;

- электропривод обеспечивает плавное перемещение затвора, открытие и закрытие в течение времени, указанного в паспорте; обеспечивается отключение электропривода при достижении затвором крайних положений и при превышении крутящего момента допустимого значения на бугельном узле.

При невыполнении любого из этих условий арматура считается неработоспособной и выводится из эксплуатации.

Приложение 9 к Нормам и правилам в области промышленной безопасности «Порядок осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения» (пункт 7.5 раздела VII)

Классификация дефектов полиэтиленовых распределительных газопроводов, критерии их оценки и схематизация

1. Дефекты полиэтиленовых распределительных газопроводов.

1.1. Дефекты полиэтиленовых распределительных газопроводов подразделяют на: дефекты целостности материала (поверхность труб и соединительных деталей, отсутствие посторонних включений, расслоение); дефекты сварных соединений.

1.2. Наличие дефектов определяют визуально при техническом обследовании полиэтиленовых газопроводов методом шурфования.

2. Контроль внешнего вида полиэтиленовых труб и соединительных деталей.

2.1. Внешний вид поверхности труб и соединительных деталей определяется визуально, без применения увеличительных приборов.

Трубы должны иметь гладкую внешнюю поверхность. Допускаются продольные полосы и волнистость, не выводящие толщину стенки трубы за пределы допустимых отклонений. На внешней поверхности не допускаются пузыри, трещины, раковины, посторонние включения, расслоения, свищи. Не допускается наличие дефектов формы трубы, а именно: сгиба (изменение геометрических размеров), ушибов, вмятин.

Цвет труб - желтый или черный с продольными маркировочными полосами в количестве не менее трех, равномерно распределенными по окружности трубы. Характерный цвет газовой трубы или маркировочных полос на ней: из ПЭ 80 - лимонно-желтый; из ПЭ 100 - желтый, оранжевый.

Внутренние и внешние поверхности соединительных деталей не должны иметь следов усадки, трещин, вздутий и других повреждений, ухудшающих их эксплуатационные свойства. Допускаются незначительные следы от формовочного инструмента, механической обработки и холодных стыков. Цвет деталей соединительных: черный, желтый, оранжевый.

2.2. Участок распределительного полиэтиленового газопровода и соединительные детали, на поверхности которых обнаружены дефекты согласно перечню, приведенному в пункте 2.1 настоящего приложения, подлежат замене.

3. Методы контроля сварных соединений.

3.1. Контроль внешнего вида:

1) внешний вид сварных соединений, выполненных сваркой нагретым инструментом встык, должен соответствовать следующим требованиям:

валики сварного шва должны быть симметрично и равномерно распределены по окружности сваренных труб;

цвет валиков должен быть одного цвета с трубой и не иметь трещин, пор, посторонних включений;

Продолжение приложения 9

симметричность шва (отношение ширины наружных валиков грата к общей ширине грата) должна быть в пределах 0,3-0,7 в любой точке шва. При сварке труб с соединительными деталями это отношение допускается в пределах 0,2-0,8;

смещение внешних кромок свариваемых элементов, не должно превышать 10% толщины стенки трубы (детали)

впадина между валиками грата (линия сплавления наружных поверхностей валиков грата) не должна находиться ниже наружной поверхности труб (деталей).

Критерии оценки внешнего вида соединений, выполненных нагретым инструментом встык, приведенные в таблице 1 настоящего приложения.

2) результаты визуального контроля внешнего вида и проверки размеров сварочного грата соединений, выполненных сваркой нагретым инструментом встык, считают положительными, если они соответствуют требованиям подпункта 1 пункта 3.1 настоящего приложения и критериям оценки дефектов, приведенным в таблице 1 настоящего приложения;

3) отдельные внешние повреждения валиков сварного шва (срезы, сколы, сдавленности от клеймения стыка), длина которых составляет не более 1% от внешнего периметра сварочного грата и которые не затрагивают основного материала трубы, дефектом не считаются;

Методика определения размеров сварного стыкового соединения приведена в пункте 3.2 раздела III настоящего приложения.

4) внешний вид сварных соединений, выполненных при помощи деталей с закладными нагревательными элементами, должен отвечать следующим требованиям:

трубы за пределами соединительной детали должны иметь следы механической обработки (зачистки);

индикаторы сварки деталей должны находиться в выдвинутом положении;

угол излома сваренных труб или трубы и соединительной детали не должен превышать 5 град;

поверхность деталей не должна иметь следов температурной деформации или сгоревшего полиэтилена;

по периметру детали не должно быть следов расплава полиэтилена, возникшего в процессе сварки;

5) критерии оценки внешнего вида соединений, выполненных с помощью седловых отводов с закладными нагревательными элементами, приведены в таблице 2 настоящего приложения.

Критерии оценки внешнего вида соединений, выполненных при помощи муфт, тройников, отводов и переходов с закладными нагревательными элементами, приведены в таблице 3 настоящего приложения.

Результаты контроля внешнего вида сварных соединений, выполненных при помощи деталей с закладными нагревательными элементами, считают положительными, если они соответствуют требованиям подпункта 4 пункта 3.1 настоящего приложения и критериям оценки дефектов, приведенным в разделе 4 настоящего приложения.

6) Сварные соединения, забракованные при визуальном осмотре и измерениях, исправлению не подлежат и должны быть заменены на качественные.

3.2. Методика определения внешнего вида и размеров сварных соединений.

Продолжение приложения 9

1) внешний вид сварных соединений определяют визуально без применения увеличительных приборов путем сравнения оцениваемого соединения с контрольным образцом, а также путем измерения внешнего сварочного грата с точностью (+ - 0,1) мм;

Измерения проводят как минимум в двух противоположных зонах по периметру грата.

2) контроль ширины и высоты внешнего грата осуществляют штангенциркулем, допускается использование шаблонов с проходным и непроходным размерами;

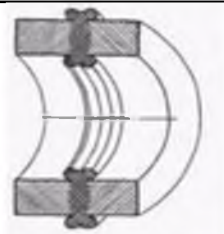

3) для контроля симметричности валиков внешнего грата по ширине измеряют с помощью измерительной лупы. Затем рассчитывают отношение измеренных размеров с округлением до целого значения процента. Расчет симметричности валиков внешнего грата по высоте делают аналогично;

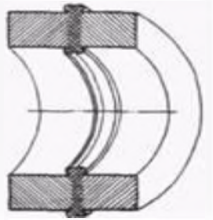
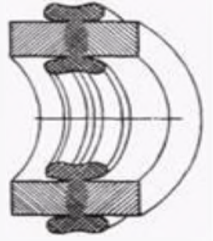
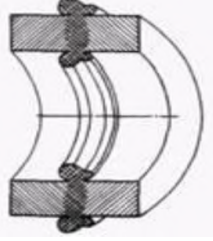
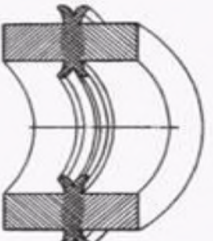
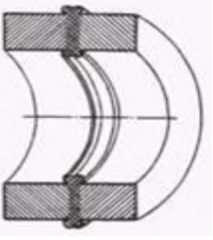
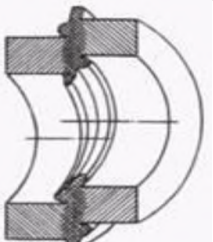
4) для измерения смещения кромок может использоваться специальный шаблон, схему измерения смещения кромок и порядок расчета отношения (в процентах) измеренного абсолютного значения смещения кромок к номинальной толщине стенки трубы выполняют согласно требованиям приложения ДДБН В.2.5-41-2009 «Газопроводы из полиэтиленовых труб. Часть I. Проектирование. Часть II. Строительство».

4. Критерии оценки внешнего вида сварных соединений приведены в таблицах 1,2,3 настоящего приложения.

Таблица 1

Критерии оценки внешнего вида соединений, выполненные нагретым инструментом встык

Оценка внешнего вида сварных стыков соединений			Графическое изображение соединения
Краткое описание	Критерии оценки	Соблюдение параметров сварки	
1. Качественный шов с гладкими и симметричными валиками грата округлой формы	Размеры внешнего грата и внешний вид шва соответствуют требованиям пункта 3.1.1. главы 3.1. раздела 3	Соблюдение всех технологических параметров сварки в пределах нормы	
2. Брак. Шов с несимметричными валиками грата одинаковой высоты в одной плоскости, но разной в противоположных точках шва	Расхождение по высоте более 50 % в противоположных точках шва	Превышение допустимого зазора между торцами труб перед свариванием	

3. Брак. Малый грат округлой формы	Величина внешнего грата по высоте и ширине менее верхних граничных значений, приведенных в таблице 21 ДБН В.2.5-41-2009	Недостаточное давление при осадке шва или малое время прогрева	
4. Брак. Большой грат округлой формы	Величина внешнего грата по высоте и ширине больше верхних граничных значений, приведенных в таблице 21 ДБН В.2.5-41-2009	Чрезмерное время прогрева или завышенная температура нагревателя	
5. Брак. Несимметричный грат по всей окружности шва	Различие по высоте и ширине валиков грата по всей окружности шва превышает 40%	Чрезмерный разброс показателя текучести расплава материала труб и (или) свариваемых деталей, или разная толщина стенки труб	
6. Брак. Высокий и узкий грат, как правило, не касающийся краями трубы	Высота валиков грата больше или равна его ширине	Чрезмерное давление при осадке стыка при сниженной температуре нагревателя	
7. Брак. Малый грат с глубокой впадиной между валиками	Устье впадины расположено ниже внешней и выше внутренней образующей труб	Низкая температура нагревателя при недостаточном времени прогрева	
8. Брак. Неравномерность (асимметричность) валиков грата	Различие по высоте валиков грата в одной плоскости более 40 % с одновременным смещением образующих труб более 10 % от толщины стенки	Смещение труб относительно друг друга	

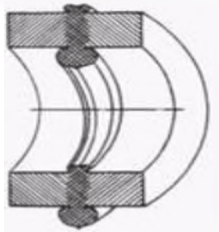
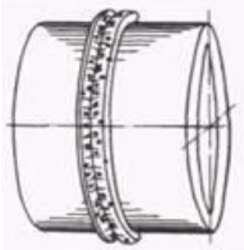
9. Брак. Неравномерное распределение грата по периметру швов	Высота грата в месте неравномерного выхода больше его ширины, впадина между валиками грата нечетко выражена или отсутствует. В противоположной точке шва грат имеет размеры меньше на 50 и более процентов	Смещение нагревателя в процессе прогрева	
10. Брак. Шов с многочисленными внешними раковинами по всему периметру с концентрацией по краям грата с возможными следами поперечного растрескивания	Многочисленные раковины, расположенные вплотную друг к другу	Чрезмерная температура нагревателя, значение которой выше температуры деформации данной марки полиэтилена	

Таблица 2

Критерии оценки внешнего вида соединений, выполненных с помощью седловых отводов с закладными нагревательными элементами.

Оценка внешнего вида седловых отводов с закладными нагревательными элементами			Графическое изображение соединения
Краткое описание	Критерии оценки	Соблюдение параметров сварки	
1. Качественное соединение, отвод плотно облегает поверхность трубы	Гладкая поверхность отвода без искривлений и зазоров, наличие следов зачистки трубы в местах соединения, наличие срабатывания индикатора сварки	Соблюдение технологических операций и параметров сварки в пределах нормы	
2. Брак. Зазор между охватываемой частью седлового отвода и трубой	Зазор более 0,3мм, отсутствие срабатывания индикатора сварки, а также следов зачистки трубы в местах соединения	Чрезмерная обработка поверхности трубы или недостаточное усилие прижатия отвода	

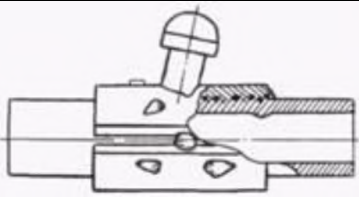
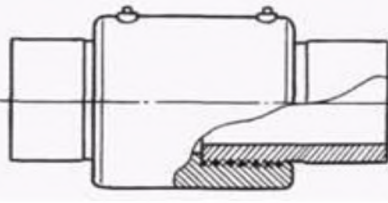
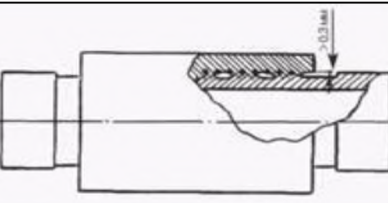
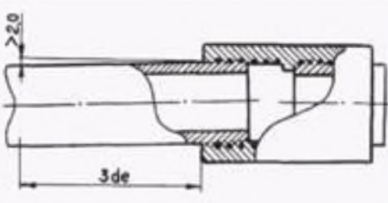
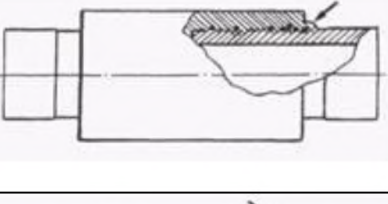
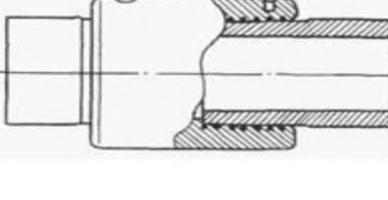
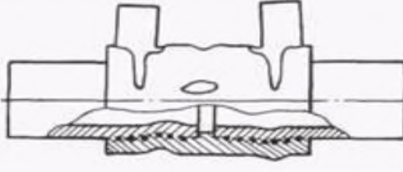
3. Брак. Температурная деформация внешней поверхности отвода	Появление гофры на поверхности, отсутствие следов зачистки трубы в местах соединения	Чрезмерное время нагрева или напряжение питания	
---	--	---	---

Таблица 3

Критерии оценки внешнего вида соединений, выполненных с помощью муфт, тройников и переходов с закладными нагревательными элементами.

Оценка внешнего вида соединений, выполненных с помощью муфт, тройников и переходов с закладными нагревательными элементами.			Графическое изображение соединения
Краткое описание	Критерии оценки	Соблюдение параметров сварки	
1. Качественное соединение, деталь плотно охватывает концы свариваемых труб	Гладкая поверхность детали без видимых зазоров, отсутствие следов зачистки трубы в местах соединения, а также наличие срабатывания индикатора сварки	Соблюдение технологических операций и параметров сварки в пределах нормы	
2. Брак. Зазор между охватываемой частью детали и трубой	Более 0,3мм, наличие следов чрезмерной зачистки трубы в местах соединения, а также срабатывание индикатора сварки	Чрезмерная обработка поверхности трубы или овальность трубы	
3. Брак. Не параллельность (искривление осей трубы и детали)	Более 2,0мм на длине $L=3de$, отсутствие срабатывания индикатора сварки	Недостаточное углубление концов труб внутрь детали или деформация соединения до его остывания	
4. Брак. Частичное появление расплава полиэтилена по торцам детали	Не допускается	Сдвиг трубы в процессе сварки или сдвиг спирали	
5. Брак. Индикаторы сварки в начальном положении	Не допускается	Недостаточное время сварки или недостаточное напряжение, которое подается на спираль детали	

<p>6. Брак.</p> <p>Местное расплавление поверхности детали</p>	<p>Не допускается</p>	<p>Чрезмерное время нагрева или чрезмерное напряжение питания</p>	 A technical drawing of a component with a cross-section. The component has two vertical pins or tubes on top. The cross-section shows a central cavity. A localized melting defect is indicated by a hatched area on the bottom surface of the central cavity, where the material appears to have melted and then solidified, creating a concave shape.
--	-----------------------	---	---

Приложение 10 к Нормам и правилам в области промышленной безопасности «Порядок осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения» (пункт 7.6 раздела VII, пункт 9.2 раздела IX)

Критерии и порядок оценки технического состояния распределительного стального наземного газопровода

1. Техническое состояние распределительного стального наземного газопровода (далее - наземный газопровод) оценивают по критериям, перечень которых приведен в пункте 7 настоящего Порядка.

2. Оценку герметичности наземного газопровода выполняют согласно пункту 1 и таблице 1 Приложения 33 настоящего Порядка.

3. Оценку состояния изоляционного покрытия наземного газопровода выполняют:
при наличии обвалования - в соответствии с пунктом 2 и таблицами 2, 3 Приложения 33 настоящего Порядка;
при отсутствии обвалования - в соответствии с таблицей 1 настоящего приложения.

Таблица 1

Оценка состояния защитного покрытия наземного газопровода (при отсутствии обвалования), в баллах

Состояние защитного покрытия наземного газопровода	Оценка в баллах
Более 50% осмотренной поверхности газопровода не имеют защитного покрытия или оно в очень критическом состоянии (отставание, волдыри, шелушение, сильные царапины и т.п.)	1
До 50% осмотренной поверхности газопровода имеют критическое состояние защитного покрытия	2
Незначительные повреждения или дефекты защитного покрытия газопровода	3
Повреждения защитного покрытия газопровода отсутствуют	4

4. Оценку состояния металла трубы наземного газопровода выполняют согласно пункту 3 и таблицами 4, 5 Приложения 33 настоящего Порядка.

5. Оценку качества сварных стыков необходимо выполнять согласно пункту 4 и таблице 6 Приложения 33 настоящего Порядка.

7. Оценку коррозионной опасности наземного газопровода необходимо выполнять только при наличии обвалования, согласно пункту 5 и таблице 8 Приложения 33 настоящего Порядка.

Продолжение приложения 10

8. Общую оценку (в баллах) технического состояния наземного газопровода определяют путем суммирования оценок, полученных по таким показателям, как плотность, состояние изоляционного покрытия, состояние металла трубы, качество сварных стыков, состояние коррозионной опасности в соответствии с:

при наличии обвалования - таблиц 1, 3, 5, 6 и 8 Приложения 33 настоящего Порядка;

при отсутствии обвалования - таблиц 1, 5, 6 Приложения 33 настоящего Порядка и таблицы 1 настоящего приложения.

Приложение 11 к Нормам и правилам в области промышленной безопасности «Порядок осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения» (пункт 7.6 раздела VII, пункт 9.2 раздела IX)

Критерии и порядок оценки технического состояния распределительного стального надземного газопровода

1. Техническое состояние распределительного стального надземного газопровода (далее - надземный газопровод) оценивают по критериям, перечень которых приведен в разделе VII к настоящему Порядку.
2. Оценку герметичности надземного газопровода выполняют согласно пункту 1 и таблице 1 Приложения 33 настоящего Порядка.
3. Оценку состояния защитного покрытия (алюминиевого, цинкового, лакокрасочного, стеклоэмалевого и т.д.) надземного газопровода необходимо проводить в соответствии с таблицей 1 настоящего приложения.

Таблица 1

Оценка состояния защитного покрытия надземного газопровода

Состояние защитного покрытия надземного газопровода	Оценка в баллах
Более 50% осмотренной поверхности газопровода не имеют защитного покрытия или оно в очень критическом состоянии (отставание, волдыри, шелушение, сильные царапины и т.п.)	1
До 50% осмотренной поверхности газопровода имеют критическое состояние защитного покрытия	2
Незначительные повреждения или дефекты защитного покрытия газопровода	3
Повреждения защитного покрытия газопровода отсутствуют	4

4. Оценку состояния изоляционного покрытия надземного газопровода в местах выхода газопровода из грунта необходимо выполнять согласно таблице 2 настоящего приложения (для каждого выхода из грунта).

Таблица 2

Оценка состояния изоляционного покрытия надземного газопровода в местах его выхода из грунта

Степень повреждений	Оценка в баллах
Нет	4
Незначительные (хрупкость, расслаивание, недостаточная адгезия)	3
Сильные (местами отсутствие изоляции, сквозная продавленность и другие механические повреждения)	2
Очень сильные (вообще отсутствует изоляция)	1

Продолжение приложения 11

5. При общей оценке состояния изоляционного покрытия надземного газопровода в местах выхода из грунта необходимо учитывать состояние герметизации футляра (при его наличии). Если герметизация футляра отсутствует, снимается дополнительно 1 балл.

6. Оценка состояния металла трубы надземного газопровода необходимо выполнять согласно пункту 3 и таблицами 4, 5 Приложения 33 настоящего Порядка.

7. Оценка качества сварных стыков надземного газопровода необходимо выполнять согласно пункту 4 и таблице 6 Приложения 33 настоящего Порядка.

8. При оценке технического состояния опор и креплений, диэлектрических прокладок между трубой и креплением, наличие и состояние прокладок на опорах учитываются только в случаях, если на выходе и на опуске газопровода из земли отсутствуют электроизолирующие соединения (фланцевые – ЭИФ, вставки), в таких случаях дополнительно снимается 1 балл по каждому показателю.

9. Общую оценку (в баллах) технического состояния распределительного стального надземного газопровода необходимо определять отдельно для надземной части и мест выхода газопровода из грунта путем суммирования оценок, полученных по таким показателям:

для надземной части - герметичность, состояние защитного покрытия (лакокрасочного и т.д.), состояние металла трубы, качество сварных стыков, состояние опор и креплений, состояние диэлектрических прокладок в соответствии с таблицами 1, 5, 6 Приложения 33 настоящего Порядка, а также пункта 7 и таблицы 1 настоящего приложения;

для мест выхода газопровода из грунта - герметичность, состояние изоляционного покрытия в местах выхода газопровода из земли, состояние металла трубы, качество сварных стыков, состояние изолирующих соединений в соответствии с таблицами 1, 5, 6 Приложения 33 настоящего Порядка, а также пункта 7 и таблицы 2 настоящего приложения.

Приложение 12 к Нормам и правилам в области промышленной безопасности «Порядок осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения» (пункт 7.6 раздела VII, пункт 9.2 раздела IX)

Критерии и порядок оценки технического состояния распределительного полиэтиленового подземного газопровода

1. Техническое состояние распределительного полиэтиленового подземного газопровода (далее - полиэтиленовый газопровод) оценивают по критериям, перечень которых приведен в разделе VII настоящего Порядка.

2. Оценку герметичности полиэтиленового газопровода выполняют в соответствии с требованиями пункта 1 и таблице 1 Приложения 33 настоящего Порядка.

3. Оценку состояния изоляционного покрытия выполняют только в случае наличия стальных вставок и соединений полиэтиленовой трубы со стальной.

КПО стальных вставок выполнить технологически невозможно вследствие небольшой длины стальной вставки и отсутствия возможности подключения контрольно-измерительного прибора к стальной вставке. Поэтому проверку (визуально) состояния изоляционного покрытия стальных вставок и соединений полиэтиленовой трубы со стальной выполняют только методом шурфования.

Оценку состояния изоляционного покрытия стальных вставок и соединений полиэтиленовой трубы со стальной (далее - вставки) выполняют в соответствии с таблицей 1 настоящего приложения.

Таблица 1

Оценка состояния изоляционного покрытия вставок

Наличие мест повреждений изоляции на каждой стальной вставке	Оценка в баллах
Наличие повреждений	1
Отсутствие повреждений	4

Общую оценку состояния изоляционного покрытия стальных вставок выполняют в соответствии с таблицей 2 настоящего приложения

Таблица 2

Общая оценка состояния изоляционного покрытия стальной вставки

№ стальной вставки	Оценка состояния изоляционного покрытия газопровода в баллах	
	Оценка состояния изоляционного покрытия каждой стальной вставки	Общая оценка состояния изоляционного покрытия стальных вставок
1	a_1	$A = (a_1 + \dots + a_n)/n$
2	a_1	
N	a_n	

Продолжение приложения 12

4. Оценку состояния металла трубы - вставки (при наличии стальных вставок) выполняют по результатам шурфового осмотра согласно пункту 3 и таблицами 4, 5 Приложения 33 настоящего Порядка.

5. Оценку состояния полиэтиленовой трубы нужно выполнять согласно таблице 3 настоящего приложения.

Шурфовый осмотр полиэтиленового газопровода выполняют только в случае наличия утечек газа. Если во время последней проверки газопроводов на герметичность утечек газа на данном полиэтиленовом газопроводе зафиксировано не было, то состояние полиэтиленового газопровода определяют удовлетворительным (повреждения и дефекты отсутствуют) и шурфовый осмотр не проводят.

Таблица 3

Оценка состояния полиэтиленовой трубы

Критерии оценки состояния полиэтиленовой трубы	Оценка в баллах
Наличие поперечных и продольных трещин, механических повреждений труб, проколов, глубоких вмятин	1
Повреждения и указанные дефекты отсутствуют	4

6. Контроль качества сварных соединений полиэтиленового газопровода выполняют в случае, если во время последней проверки газопроводов на герметичность установлено, что местом утечки газа является некачественный сварной стык.

Если во время последней проверки газопроводов на герметичность на данном полиэтиленовом газопроводе разрывов сварных соединений и утечек газа через них не зафиксировано, то сварные соединения признаются пригодными и проверка их не производится.

Оценку качества сварных соединений полиэтиленового газопровода выполняют в соответствии с пунктом 3 приложения 9 настоящего Порядка и с учетом полученных результатов - согласно таблице 4 настоящего приложения.

Таблица 4

Оценка качества сварных соединений полиэтиленового газопровода

Качество сварных соединений	Оценка в баллах
50% и более от общего количества соединений, проверенных методами, изложенными в пункте 3 Приложения 9 настоящего Порядка, признаны непригодными	1
То же, менее 50%	2
Сварные соединения пригодны к дальнейшей эксплуатации	3

Сварные соединения, метод выполнения которых аналогичен сварному соединению, состояние которого признано дефектным, подлежат дополнительной проверке.

7. Оценку состояния плотности разъемных соединений полиэтиленовой и стальной трубы необходимо выполнять согласно таблице 5 настоящего приложения.

Таблица 5

Оценка состояния плотности разъемных соединений полиэтиленовой и стальной трубы

Состояние разъемных соединений полиэтиленовой и стальной трубы	Оценка в баллах
--	-----------------

Неплотности обнаружены в 50% и более от общего количества проверенных соединений признаны непригодными	1
То же, менее 50%	2
Неплотности не обнаружены, все обследованные разъемные соединения признаны пригодными для дальнейшей эксплуатации	3

8. Общую оценку (в баллах) технического состояния распределительного полиэтиленового газопровода необходимо определять отдельно для полиэтиленовой части и стальных вставок газопровода путем суммирования оценок, полученных по таким показателям:

для полиэтиленовой части - герметичность, состояние полиэтиленовой трубы, качество сварных соединений в соответствии с таблицей 1 Приложения 33 настоящего Порядка и таблиц 3, 4 настоящего приложения.

для стальных вставок - герметичность, состояние изоляционного покрытия стальных вставок, состояние металла трубы, качество сварных соединений в соответствии с таблицами 1, 5 Приложения 33 настоящего Порядка и таблиц 2, 5 настоящего приложения.

Приложение 13 к Нормам и правилам в области промышленной безопасности «Порядок осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения» (пункт 7.6 раздела VII, 9.2 раздела IX)

Критерии и порядок оценки технического состояния газопроводов-вводов

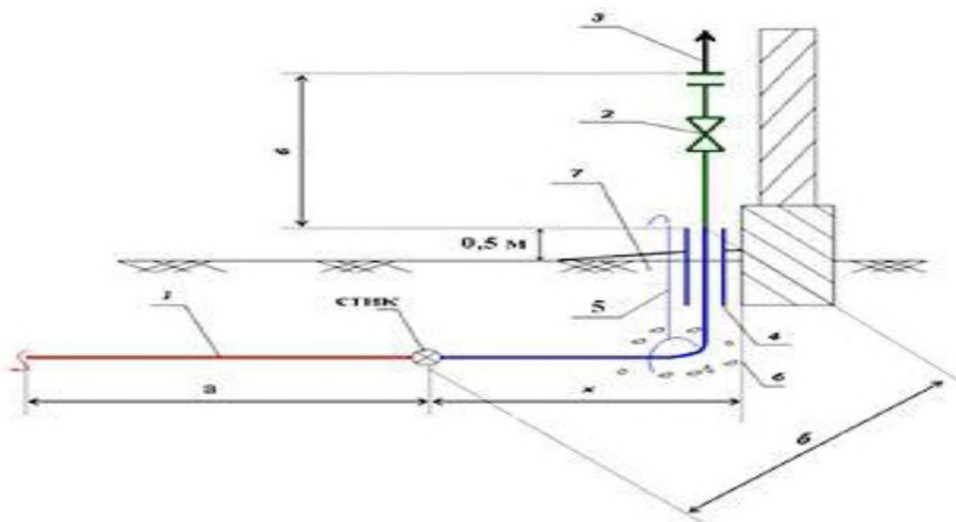
1. Техническое состояние газопроводов-вводов оценивают по критериям, перечень которых приведен в разделе VII настоящего Порядка.

2. Газопровод-ввод, структура которого приведена на рис. 1 состоит из следующих частей:

I - подземная часть от места присоединения к распределительному газопроводу до крайнего сварного стыка перед поворотом к выходу на поверхность (далее по тексту часть "а")

II - подземная часть от крайнего сварного стыка перед поворотом газопровода к выходу на поверхность до уровня земли и надземная часть до отметки 0,5 м над уровнем земли (на границе раздела двух сред) (далее по тексту часть "б");

III - третья надземная часть выше отметки 0,5 м над уровнем земли до запорного устройства и изолирующего соединения (далее по тексту часть "в").



3. Техническое состояние газопроводов-вводов определяют по каждой из трех частей и оценивают по основным критериям:

- герметичность трех частей (**а**, **б**, **в**) газопроводов-вводов;
- состояние и тип изоляционного покрытия подземной части и на границе двух сред (частей **а**, **б**);
- состояние металла трубы (частей **а**, **б**, **в**);
- качество сварных соединений (частей **а**, **б**, **в**);

Продолжение приложения 13

- коррозионное состояние, в том числе агрессивность грунта, наличие опасного воздействия блуждающих токов (частей **а, б**);
- состояние ЭХЗ (частей **а, б**);
- состояние футляра (при наличии) на выходе газопровода-ввода из земли, наличие контрольной трубки (КТ), наличие и состояние отмотки (части **б**);
- состояние изолирующих соединений или изолирующих фланцевых соединений (части **в**);
- состояние защитного покрытия, наличие и состояние окраски надземной части газопровода-ввода (части **в**).

В случае оценки технического состояния газопроводов-вводов на подземном переходе, составляется два акта технического состояния газопровода-ввода, часть «**а**» оценивается с частями «**б**» и «**в**» по ходу движения газа в одном акте, во втором акте оцениваются части «**б**» и «**в**».

4. Оценка показателя герметичности каждой из трех частей (**а, б, в**) газопровода-ввода зависит от количества утечек газа, которые возникают в результате повреждений сварных стыков или коррозионного состояния.

Оценку герметичности частей **а, б** газопровода-ввода выполняют в соответствии с требованиями пункта 1 и таблицы 1 Приложения 33 настоящего Порядка.

Оценку герметичности части **в** газопровода-ввода выполняют в соответствии с таблицей 1 настоящего приложения.

Таблица 1

Оценка герметичности части **в** газопровода-ввода

Количество утечек, которые возникают вследствие повреждений сварных стыков или коррозионного состояния	Оценка в баллах
1	1
0	4

5. Оценку состояния и типа изоляционного покрытия частей **а** и **б** выполняют так же, как и на подземных распределительных газопроводах, а проверку самого изоляционного покрытия на границе двух сред (часть **б**) - визуально и с помощью приборов.

6. Оценка состояния изоляционного покрытия на границе двух сред по результатам КПО зависит от количества повреждений изоляции (таблица 2) и определяется только для части **а** газопровода. КПО на части **б** выполнить технологически невозможно вследствие ее небольшой длины, поэтому проверку (визуально) состояния изоляционного покрытия части **б** выполняют только методом шурфования.

Таблица 2

Оценка состояния изоляционного покрытия газопровода-ввода по результатам КПО

Количество мест повреждения изоляции	Оценка в баллах
3	1
2	2
1	3
0	4

Продолжение приложения 13

7. В случае шурфового осмотра подземной части **а** и части **б** оценка состояния изоляционного покрытия зависит от степени повреждений (таблица 3).

В случае невозможности выполнения шурфов на частях **а** и **б** газопровода выполняется шурфовый осмотр только части **б** и оценивается состояние изоляционного покрытия части **а** согласно состоянию изоляционного покрытия горизонтальной составляющей части **б**.

Таблица 3

Оценка состояния изоляционного покрытия по результатам шурфового обследования

Степень повреждения	Оценка в баллах
Нет	4
Незначительная (хрупкость, расслоение, недостаточная адгезия)	3
Сильная	2
Очень сильная (вообще отсутствует изоляция)	1

При общей оценке состояния изоляционного покрытия части **б** газопровода в местах выхода из грунта необходимо учитывать состояние герметизации футляра (при его наличии). Если герметизация футляра отсутствует, снимается дополнительно 1 балл.

8. Оценка состояния защитного покрытия на части **в** зависит от наличия повреждений защитного покрытия (таблица 4).

Таблица 4

Оценка состояния защитного покрытия на части **в**

Наличие мест повреждений защитного покрытия (визуально)	Оценка в баллах
Наличие повреждений	1
Отсутствие повреждений	4

9. Состояние металла труб проверяют:

- шурфовым методом (подземные части **а** и **б**);
- приборным методом и визуально (надземные части **б** и **в**).

Степень коррозии металла на каждом из участков (**а**, **б**, **в**) зависит от наличия повреждений стенки трубы и определяется в соответствии с таблицей 4 Приложения 33 настоящего Порядка.

10. Проверку состояния сварных стыков и оценку их качества осуществляют на всем газопроводе-вводе. Оценку в баллах определяют в соответствии с таблицей 6 Приложения 33 настоящего Порядка.

11. Оценку коррозионного состояния газопровода-ввода в случаеналичия агрессивной среды и опасного воздействия блуждающих токов, приводящих к коррозионному состоянию частей **а** и **б**, оценивают в зависимости от наличия защитного потенциала согласно таблице 5 настоящего приложения.

12. Состояние ЭХЗ подземной части проверяют на каждом газопроводе-вводе.

Продолжение приложения 13

Если на газопроводе имеется электрозащитная установка или защита обеспечивается протекторной установкой, то состояние ЭХЗ оценивают в один балл с плюсом (+1). При отсутствии средств защиты ЭХЗ оценивают в один балл с минусом (-1).

Таблица 5

Оценка коррозионного состояния газопровода-ввода при наличии агрессивной среды и опасного действия блуждающих токов.

Степень опасности газопровода-ввода	Оценка в баллах
Нет защитного потенциала, находится в анодной зоне или в знакопеременной с преобладанием анодной зоны	1
Нет защитного потенциала в соответствии с нормативными документами, находится в знакопеременной зоне с преобладанием катодной зоны	2
Есть защитный потенциал в соответствии с нормативными документами	3

13. Общая оценка технического состояния газопровода-ввода состоит из полученных данных (оценок) каждой из трех частей (**а**, **б**, **в**):

S_a - оценка состояния части **а**;

S_b - оценка состояния части **б**;

S_v - оценка состояния части **в**.

14. Расчет суммарного показателя для части **а** газопровода-ввода выполняют путем суммирования оценок, полученных по таким показателям, как герметичность, состояние изоляционного покрытия, состояние металла трубы, качество сварных стыков, состояние коррозионной опасности, в соответствии с таблицами 1, 5, 6, 8 Приложения 33 настоящего Порядка и таблицы 3 настоящего приложения.

15. Расчет суммарного показателя для части **б** газопровода-ввода выполняют путем суммирования оценок, полученных по таким показателям, как герметичность, состояние изоляционного покрытия, состояние металла трубы, качество сварных стыков, коррозионная опасность, в соответствии с таблицами 1, 5, 6, 8 Приложения 33 настоящего Порядка и таблицы 3 настоящего приложения и с учетом специфики части **б**, а именно: в случае отсутствия отмотки, отсутствия контрольной трубки, если ИС не установлены на вводе, снимается дополнительно 1 балл.

16. Расчет суммарного показателя для части **в** газопровода-ввода выполняют путем суммирования оценок, полученных по таким показателям, как герметичность, состояние защитного покрытия, состояние металла трубы, качество сварных стыков, согласно таблиц 5, 6 Приложения 33 настоящего Порядка и таблиц 1, 4 настоящего приложения.

17. Газопроводы-вводы, которые по показателям состояния герметичности, состояния металла трубы газопровода и состояния сварных стыков получили оценку в 1 балл, подлежат замене и не требуют проведения дальнейшей оценки их технического состояния по другим критериям.

Приложение 14 к Нормам и правилам в области промышленной безопасности «Порядок осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения» (пункт 7.8 раздела VII)

Определение технического состояния газопроводов: стального подземного, наземного с обвалованием, наземного без обвалования, надземного, полиэтиленового подземного по результатам технического обследования

Условия прокладки газопровода	Состояние газопровода							
	Аварийное		Неудовлетворительное		Кап.ремонт в очереди		Удовлетворительное	
	Критерии отдельных оценок состояния (и, или)	Вывод комиссии	Критерии суммарной оценки состояния	Вывод комиссии	Критерий суммарной оценки состояния	Вывод комиссии	Критерий суммарной оценки состояния	Вывод комиссии
Подземный газопровод и наземный с обвалованием	-за герметичность $A_1=1$ балл -за состояние металла трубы $A_3=1$ балл -за состояние сварных стыков $A_4=1$ балл	В зависимости от величины повреждения участка, характера повреждения и т.д. комиссия принимает решение о замене всего газопровода или только поврежденного участка	$S=10$ баллов и менее	В зависимости от величины повреждения участка газопровода, характера повреждения и т.д. комиссия принимает решение о замене всего газопровода или только поврежденного участка	$S=11 \div 14$ баллов	Состав работ по кап.ремонту определяет комиссия: ремонт изоляц. покрытия, установка или ремонт ЭХЗ и т.д.	$S=15$ баллов и более. При этом единичные оценки за герметичность A_1 ; за состояние металла A_3 ; за состояние сварных стыков A_4 должны быть не менее 3-х баллов	При единичных оценках за герметичность A_1 ; за состояние металла A_3 ; за состояние сварных стыков A_4 не менее 3 газопровод может быть признан в удовлетворительном состоянии, хотя и не получил высокую оценку в 15 баллов
Надземный газопровод и наземный без обвалования (в том числе и в местах выхода из земли)	-за герметичность $A_1=1$ балл -за состояние металла трубы $A_3=1$ балл -за состояние сварных стыков $A_4=1$ балл	В зависимости от величины повреждения участка, характера повреждения и т.д. комиссия принимает решение о замене всего газопровода или только поврежденного участка	$S=8$ баллов и менее	В зависимости от величины повреждения участка газопровода, характера повреждения и т.д. комиссия принимает решение о замене всего газопровода или только поврежденного участка	$S=9 \div 12$ баллов	Состав работ по кап.ремонту определяет комиссия: окрашивание газопровода, замена изолирующих прокладок, ремонт креплений, ремонт изоляционного покрытия в местах выхода из земли и др.	$S=13$ баллов и более. При этом единичные оценки за герметичность A_1 ; за состояние металла A_3 ; за состояние сварных стыков A_4 должны быть не менее 3-х баллов	

Продолжение приложения 14

Газопровод из полиэтилена (полиэтиленовые вставки)	-за герметичность $A_1=1$ балл -за состояние п/эт трубы $A_3=1$ балл -за состояние сварных стыков $A_4=1$ балл	В зависимости от величины повреждения участка, характера повреждения и т.д. комиссия принимает решение о замене всего газопровода или только поврежденного участка	$S=6 \div 7$ баллов и менее	В зависимости от величины повреждения участка газопровода, характера повреждения и т.д. комиссия принимает решение о замене всего газопровода или только поврежденного участка	$S=8 \div 9$ баллов	Состав работ по кап.ремонту определ. комиссией: замена участков газопровода или сварных стыков	$S_a=11$ баллов	
Газопровод из полиэтилена (стальные вставки)	-за герметичность $A_1=1$ балл -за состояние п/эт трубы $A_3=1$ балл -за состояние сварных стыков $A_4=1$ балл	Состав работ определяется комиссией: замена вставок или сварных стыков	$S=10$ баллов и менее	Состав работ определяется комиссией: замена вставок или сварных стыков	$S=11 \div 14$ баллов	Состав работ определяется комиссией: ремонт изол. покрытия или замена вставок или сварных стыков	$S_a=15$ баллов и более. При этом единичные оценки за герметичность A_1 ; за состояние металла A_3 ; за состояние сварных стыков A_4 не менее 3 газопровод может быть признан в удовлетворительном состоянии, хотя и не получил высокую оценку в 15 баллов	При единичных оценках за герметичность A_1 ; за состояние металла A_3 ; за состояние сварных стыков A_4 не менее 3 газопровод может быть признан в удовлетворительном состоянии, хотя и не получил высокую оценку в 15 баллов

Приложение 15 к Нормам и правилам в области промышленной безопасности «Порядок осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения» (пункт 7.8 раздела VII)

Определение технического состояния газопровода-ввода по результатам технического обследования

Условия прокладки газопровода-ввода	Состояние газопровода-ввода							
	Аварийное		Неудовлетворительное		Кап.ремонт в очередности		Удовлетворительное	
	Критерии отдельных оценок состояния (и, или)	Вывод комиссии	Критерии суммарной оценки состояния	Вывод комиссии	Критерий суммарной оценки состояния	Вывод комиссии	Критерий суммарной оценки состояния	Вывод комиссии
а	-за герметичность Aa₁ =1 балл -за состояние металла трубы Aa₃ =1 балл -за состояние сварных стыков Aa₄ =1 балл	В зависимости от величины повреждения участка, характера повреждения и т.д. комиссия принимает решение о замене всей подземной части а или только поврежденного участка части а	Sa=10 баллов и менее	В зависимости от величины повреждения участка, характера повреждения и т.д. комиссия принимает решение о замене всей подземной части а или только поврежденного участка части а	Sa=11÷ 14 баллов	Состав работ по кап.ремонту определяется комиссией: ремонт изоляц. покрытия, установка или ремонт ЭХЗ и т.д.	Sa=15 баллов и более. При этом единичные оценки за герметичность A₁ ; за состояние металла A₃ ; за состояние сварных стыков A₄ должны быть не менее 3-х баллов	При единичных оценках за герметичность A₁ ; за состояние металла A₃ ; за состояние сварных стыков A₄ не менее 3 газопровод может быть признан в удовлетворительном состоянии, хотя и не получил высокую оценку в 15 баллов
б	-за герметичность Ab₁ =1 балл -за состояние металла трубы Ab₃ =1 балл -за состояние сварных стыков Ab₄ =1 балл	Замене подлежит вся часть б	Sб=10 баллов и менее	Замене подлежит вся часть б	Sб=11÷ 14 баллов	Состав работ по кап.ремонту определяется комиссией: ремонт изоляц. покрытия, установка или ремонт ЭХЗ, установка КТ, ИС и т.п.	Sб=15 баллов и более. При этом единичные оценки за герметичность A₁ ; за состояние металла A₃ ; за состояние сварных стыков A₄ должны быть не менее 3-х баллов	При единичных оценках за герметичность A₁ ; за состояние металла A₃ ; за состояние сварных стыков A₄ не менее 3 газопровод может быть признан в удовлетворительном состоянии, хотя и не получил высокую оценку в 15 баллов

Продолжение приложения 15

в	-за герметичность Аб₁ =1 балл -за состояние металла трубы Аб₃ =1 балл -за состояние сварных стыков Аб₄ =1 балл	В зависимости от величины повреждения участка, характера повреждения и т.д. комиссия принимает решение о замене всего газопровода или только поврежденного участка	Sv=8 баллов и менее	В зависимости и от величины повреждения участка, характера повреждения и т.д. комиссия принимает решение о замене всего газопровода или только поврежденного участка	Sv=9÷ 12 баллов	Состав работ по кап. ремонту определяется комиссией: окрашивание газопровода, замена изолир. прокладок, ремонт креплений, ремонт изоляционного покрытия в местах выхода из грунта	Sv=13баллов и более. При этом единичные оценки за герметичность А₁ ; за состояние металла А₃ ; за состояние сварных стыков А₄ должны быть не менее 3-х баллов	
----------	--	--	---------------------	--	-----------------	---	---	--

Приложение 16 к Нормам и правилам в области промышленной безопасности «Порядок осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения» (пункты 3.3.9, 9.1 раздела IX)

ЖУРНАЛ
регистрации результатов технического осмотра (обхода)
трасс распределительных газопроводов и вводов

(наименование специализированного предприятия газового хозяйства)

1. Название населенного пункта _____
 2. Район (микрорайон) _____
 3. Маршрут № _____
 4. Количество листов _____
 5. Начато _____
 6. Закончено _____
- Срок хранения 1 год

Результаты технического осмотра (обхода) трасс распределительных газопроводов и вводов

№ п/ п	Тип и № газоанализ атора	Дата проведен ия техничес кого осмотра	Сооружения на газопроводах				Выявлен ные нарушен ия и поврежде ния сетей и оборудов ания	ФИО и подпис ь лица, которо е выполни ло обход	Дата устранен ия выявлен ных нарушен ий и поврежд ений	ФИО лица, ответствен ного за устранени е дефектов, подпись
			Ведомстве нные колодцы (ВК), шт	Газов ые колод цы (ГК), шт	Подва лы, шт	Контрол ьные трубки (КТ) и ковера, шт				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Приложение 17 к Нормам и правилам в области промышленной безопасности «Порядок осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения» (пункты 3.3.9, 9.1 раздела IX)

ЖУРНАЛ
регистрации результатов технического осмотра (обхода) газорегуляторных пунктов

(наименование специализированного предприятия газового хозяйства)

Адрес газорегуляторных пунктов (газорегуляторных установок) _____

№ _____

Начат _____

Окончен _____

Срок хранения 3 года

Результаты технического осмотра (обхода) газорегуляторных пунктов

№ п/п	Дата обхода	Время обхода	Результаты обхода	Давление газа, МПа		ФИО и подпись лица, которое выполняло обход	ФИО и подпись контролирующего лица
				На входе	На выходе		
1	2	3	4	5	6	7	8

Приложение 18 к Нормам и правилам в области промышленной безопасности «Порядок осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения» (пункт 9.6 раздела IX)

УТВЕРЖДАЮ

(ДОЛЖНОСТЬ)

(ФИО)

« ____ » _____ 20 ____ Г

Акт

проверки технического состояния распределительного стального наземного газопровода

Государственный код _____

Инвентарный номер по предприятию _____

Предприятие _____
(наименование)

1. Адрес газопровода: _____
2. Характеристика газопровода: _____
 - 2.1. Давление: высокое, среднее, низкое (подчеркнуть)
 - 2.2. Длина, диаметр, толщина стенки (цифрами), наличие обвалования _____
 - 2.3. Стандарт (технические условия) на трубы и материалы труб _____
 - 2.4. Год постройки (цифрами) _____
 - 2.5. Тип изоляционного покрытия при наличии обвалования – нормальное, усиленное, весьма усиленное (подчеркнуть); армированное марлей, мешковиной, бризолом, гидроизолом, стеклотканью (подчеркнуть) _____
 - 2.6. Наличие и тип защитного покрытия при отсутствии обвалования (алюминиевое, цинковое, лакокрасочное, стеклоэмалевое и т.п.) _____
 - 2.7. Отклонение от действующих в настоящее время норм и правил, которые возникли за период эксплуатации или допущены при строительстве (в т. ч. предоставить информацию о состоянии обвалования) _____
 - 2.8. Наличие устройств электрохимзащиты газопровода (указать тип электрозащитных установок и год их введения в эксплуатацию, защитные потенциалы – от и до) _____
3. Проверка герметичности:
 - 3.1. Количество обнаруженных утечек газа сначала эксплуатации газопровода, которые связаны с количеством сварных стыков или сквозными коррозионными повреждениями (учитывая данные обследования, которое выполняется), всего _____
 - 3.2. Оценка герметичности газопровода, выполнена согласно таблицы 1 приложения 33 к Порядку осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем

газоснабжения (далее Порядок обследования) _____
_____баллов.

4. Проверка состояния изоляционного покрытия (при наличии обвалования):

4.1. Количество мест повреждения изоляции, обнаруженных при обследовании _____

4.2. Оценка состояния изоляционного покрытия в зависимости от количества повреждений, выполнена согласно таблицы 2 приложения 33 к Порядку обследования _____баллов

4.3. Количество участков газопровода, на которых визуально проверялось состояние изоляционного покрытия _____

4.4. Результат проверки изоляционного покрытия, выполненного при техническом обследовании:

толщина изоляции _____состояние армированной обертки _____

_____поверхность изоляции: гладкая, сморщенная, бугристая, продавлена по бокам, снизу, сверху (подчеркнуть)

4.5. Характер повреждения: проколы, порезы, сквозная продавленность грунтом, хрупкость, расслаиваемость, осыпаемость при ударе, другие механические повреждения, произошедшие за время эксплуатации: _____

4.6. Остаточная оценка состояния изоляционного покрытия в соответствии с таблицей 3 приложения 33 к Порядку обследования: значение А _____баллов.

5. Проверка состояния защитного покрытия (при отсутствии обвалования):

5.1. Количество и длина мест повреждений, обнаруженных при обследовании _____

5.2. Результат проверки защитного покрытия, выполненной при техническом обследовании:

Внешний вид и характер повреждений защитного покрытия _____

толщина защитного покрытия _____

состояние адгезии _____

5.3. Оценка состояния защитного покрытия в соответствии с таблицей 1 приложения 10 к Порядку обследования _____баллов.

6. Проверка состояния металла трубы:

6.1. Количество участков газопровода (при наличии обвалования) или длина участков газопровода (при отсутствии обвалования), на которых произведен осмотр состояния металла трубы _____

в том числе – количество (или длина) участков, на которых обнаружена коррозия:

сильная _____очень сильная _____незначительная _____

Примечание: состояние коррозии определяется в соответствии с таблицей 4 приложения 33 к Порядку обследования.

6.2. Вероятные причины, которые могли вызвать коррозию _____

6.3. Оценка состояния металла трубы, выполнена согласно таблицей 5 приложения 33 к Порядку обследования _____баллов.

7. Проверка качества сварных стыков

7.1. Обнаружено утечек, которые связаны с качеством сварных соединений, сначала эксплуатации, всего _____

Продолжение приложения 18

7.2 Количество дополнительно проверенных сварных стыков (согласно требованиям пункта 4.2 приложения 33 к Порядку обследования) _____ из них признаны дефектными _____

7.3. Оценка качества сварных стыков газопровода, выполнена согласно таблицы 6 приложения 33 к Порядку обследования _____ баллов.

Примечание: сварные стыки необходимо проверять в случае, если в процессе эксплуатации были выявлены утечки газа через сварные стыки.

8. Оценка коррозионной опасности (при наличии обвалования):

8.1. Коррозионная активность грунта согласно акту службы защиты _____ вид грунта _____

грунтовые загрязнения _____

8.2. Результаты измерений блуждающих токов, величина электропотенциалов:

максимальная _____ минимальная _____

8.3. Длина (м) анодных и знакопеременных зон в процентах к общей длине газопровода _____

8.4. Оценка коррозионной опасности согласно таблиц приложения 33 к Порядку обследования _____ баллов.

9. Общая оценка технического состояния распределительного стального наземного газопровода, определена путем суммирования оценок, полученных по таким показателям, как: герметичность, состояние изоляционного покрытия, состояние металла трубы, качество сварных стыков, коррозионная опасность, согласно:

а) при наличии обвалования – таблиц 1, 3, 5, 6 и 8 приложения 33 к Порядку обследования _____ баллов;

б) при отсутствии обвалования – таблиц 1, 5, 6 приложения 33 и таблицы 1 приложения 10 к Порядку обследования _____ баллов.

10. Дополнительные данные _____

11. Вывод _____

Руководитель организации (подразделения),
выполнявшей техническое обследование:

_____ (подпись)

_____ (ФИО)

Руководитель организации (подразделения),
эксплуатирующей газопровод:

_____ (подпись)

_____ (ФИО)

Руководитель подразделения по ЭХЗ

_____ (подпись)

_____ (ФИО)

Дата технического обследования «_____» _____ 20__ г.

Приложение 19 к Нормам и правилам в области промышленной безопасности «Порядок осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения» (пункт 9.7 раздела IX)

УТВЕРЖДАЮ

(ДОЛЖНОСТЬ)

(ФИО)

« ____ » _____ 20 ____ Г

Акт

проверки технического состояния распределительного стального надземного газопровода

Государственный код _____

Инвентарный номер по предприятию _____

Предприятие _____
(наименование)

1. Адрес газопровода _____

2. Характеристика газопровода: _____

2.1. Давление: высокое, среднее, низкое (подчеркнуть)

2.2. Длина, диаметр, толщина стенки (цифрами) _____

2.3. Стандарт (технические условия) на трубы и материалы труб _____

2.4. Год постройки (цифрами) _____

2.5. Максимальная и минимальная высота опор (от поверхности земли до низа трубы), цифрами _____

2.6. Наличие и вид защитного покрытия (алюминиевое, цинковое, лакокрасочное, стеклоэмалевое и т.п.) _____

2.7. Отклонение от действующих в настоящее время норм и правил, которые возникли за период эксплуатации или допущенные при строительстве _____

3. Проверка герметичности

3.1. Количество выявленных утечек газа с начала эксплуатации газопровода, которые связаны с качеством сварных соединений или сквозными коррозионными повреждениями (учитывая данные обследования, которое выполняется), всего: _____

3.2. Оценка герметичности газопровода, выполнена согласно таблицы 1 приложения 33 к Порядку осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения (далее Порядок обследования) _____ баллов.

Продолжение приложения 19

4. Проверка состояния защитного покрытия:

4.1. Количество и длина мест повреждений, обнаруженных при обследовании (в процентах к общей длине газопровода) _____

4.2. Результат проверки защитного покрытия, выполненной во время технического обследования:

внешний вид и характер повреждений защитного покрытия _____

толщина защитного покрытия _____

состояние адгезии _____

4.3. Оценка состояния защитного покрытия согласно таблицы 1 приложения 11 к Порядку обследования) _____ баллов.

5. Проверка состояния изоляционного покрытия в местах выхода газопровода из грунта:

5.1. Результат проверки изоляционного покрытия, выполненной во время технического обследования:

толщина изоляции _____

состояние адгезии изоляции к металлу _____

состояние армированной обертки _____

поверхность изоляции: гладкая, сморщенная, бугристая, продавлена по бокам, снизу (подчеркнуть)

5.2. Характер повреждения: проколы, порезы, сквозная продавленность грунтом, хрупкость, расслаиваемость, осыпаемость при ударе, другие механические повреждения, произошедшие за время эксплуатации _____

5.3. Качество герметизации футляра (при его наличии) _____

5.4. Оценка состояния изоляционного покрытия согласно таблице 2 приложения 11 к Порядку обследования _____ баллов

6. Проверка состояния металла трубы:

6.1. Длина участков газопровода, на которых проведен осмотр металла трубы _____, в том числе участков, на которых обнаружена коррозия:

сильная _____ м;

очень сильная _____ м;

незначительная _____ м.

Примечание: состояние коррозии определяется в соответствии с таблицей 4 Порядка обследования.

6.2. Возможные причины, которые могли вызвать коррозию _____;

6.3. Оценка состояния металла трубы выполнена согласно требованиям пункта 3 и таблицами 4, 5 приложения 33 к Порядку обследования, _____ баллов;

7. Проверка качества сварных стыков:

7.1. Количество утечек газа, связанных с качеством сварных соединений, с начала эксплуатации газопровода, всего _____

7.2. Количество дополнительно проверенных стыков (согласно требованиям пункта 4.2 приложения 33 к Порядку обследования), _____ из них признаны дефектными _____

Продолжение приложения 19

7.3. Оценка качества сварных стыков газопровода, выполнена согласно таблицы 6 приложения 33 Порядка обследования _____ баллов.

Примечание: сварные стыки следует проверять в случае, когда в процессе эксплуатации были выявлены утечки газа через сварные стыки.

8. Проверка технического состояния опор, креплений, диэлектрических прокладок между трубой и креплением, изолирующих соединений (вставок)

8.1. Состояние обследованных опор и креплений газопровода (наличие нарушений - проседание, отклонение от оси и т.д.) _____

8.2. Состояние диэлектрических прокладок между трубой и креплением, а также изолирующих соединений (наличие нарушений) _____

9. Общая оценка технического состояния распределительного стального надземного газопровода выполнена путем суммирования оценок, полученных по таким показателям, как: герметичность, состояние защитного покрытия, состояние металла трубы, качество сварных стыков, состояние опор, креплений, состояние диэлектрических прокладок, согласно таблиц 1, 5, 6 приложения 33 и пункта 7 и таблицы 1 приложения 11 к Порядку обследования _____ баллов.

9.1. Общая оценка технического состояния мест выхода из грунта распределительного стального надземного газопровода, выполнена путем суммирования оценок, полученных по таким показателям, как: герметичность, состояние изоляционного покрытия в местах выхода газопровода из земли, состояние металла трубы, качество сварных стыков, состояние изолирующих соединений, согласно таблиц 1, 5, 6 приложения 33 и пункта 7 и таблицы 2 приложения 11 к Порядку обследования _____ баллов.

10. Дополнительные данные _____

11. Вывод _____

Руководитель организации (подразделения),
выполнявшей техническое обследование:

(подпись)

(ФИО)

Руководитель организации (подразделения),
эксплуатирующей газопровод:

(подпись)

(ФИО)

Руководитель подразделения по ЭХЗ:

(подпись)

(ФИО)

Дата технического обследования « _____ » _____ 20__ г.

Приложение 20 к Нормам и правилам в области промышленной безопасности «Порядок осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения» (пункт 9.8 раздела IX)

УТВЕРЖДАЮ

(ДОЛЖНОСТЬ)

(ФИО)

« ____ » _____ 20 ____ Г

**Акт
проверки технического состояния распределительного полиэтиленового
подземного газопровода**

Государственный код _____

Инвентарный номер по предприятию _____

Предприятие _____
(наименование)

1. Адрес газопровода _____

2. Характеристика газопровода: _____

2.1. Давление: высокое, среднее, низкое (подчеркнуть)

2.2. Длина, диаметр, толщина стенки (цифрами) _____

2.3. Стандарт (технические условия) на трубы и материалы труб _____

2.4. Год постройки (цифрами) _____

2.5. Максимальная и минимальная глубина прокладки (от верха трубы до поверхности земли) (цифрами) _____

2.6. Наличие стальных вставок и их характеристики:

количество вставок _____

стандарт (или технические условия) на трубу, из которой изготовлена вставка, и материал труб

год постройки (цифрами) _____

тип изоляционного покрытия стальных вставок и соединений полиэтиленовой трубы со стальной: нормальное, усиленное, весьма усиленное (подчеркнуть); армированное марлей, мешковиной, бризолом, гидроизолом, стеклотканью (подчеркнуть)

2.7. Отклонение от действующих в настоящее время норм и правил, которые возникли за период эксплуатации или допущенные при строительстве _____

2.8. Наличие средств электрозащиты футляров, в которых протянут полиэтиленовый газопровод (указать тип электрозащитных установок и год их введения в эксплуатацию, защитные потенциалы - от и до) _____

Продолжение приложения 20

3. Проверка герметичности

3.1. Количество выявленных утечек газа с начала эксплуатации газопровода, связанные с качеством сварных соединений, сквозными коррозионными повреждениями стальных вставок и неплотностью разъемных соединений (включая данные обследования, которое выполняется), всего: _____

3.2. Оценка герметичности газопровода в баллах, выполнена согласно таблице 1 приложения 33 к Порядку осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения (далее Порядок обследования) _____ баллов.

4. Проверка состояния изоляционного покрытия стальных вставок и соединений полиэтиленовой трубы со стальной (при наличии)

4.1. Количество шурфов, в которых визуальное проверялось состояние изоляционного покрытия стальных вставок и соединений полиэтиленовой трубы со стальной _____;

4.2. Результат проверки изоляционного покрытия, выполненного шурфовым осмотром:

толщина изоляции _____

состояние армированной обертки _____

поверхность изоляции: гладкая, сморщенная, бугристая, продавлена по бокам, сверху, снизу (подчеркнуть)

4.3 характер повреждения: проколы, порезы, сквозная продавленность грунтом, хрупкость, расслаиваемость, осыпаемость при ударе, другие механические повреждения, произошедшие за время эксплуатации _____

4.4. Оценка состояния изоляционного покрытия согласно таблицам 1, 2 приложения 12 Порядка обследования _____ баллов.

5. Проверка состояния металла трубы – вставки (при наличии) стальных вставок:

5.1. Количество шурфов, в которых проведен осмотр состояния металла трубы _____, в том числе - шурфов, в которых обнаружена коррозия: сильная _____; очень сильная _____; незначительная _____.

Примечание: состояние коррозии определяется согласно таблице 4 приложения 33 к Порядку обследования

5.2. Возможные причины, которые могли вызвать коррозию _____;

5.3. Оценка состояния металла трубы, выполнена согласно таблицы 5 приложения 33 к Порядку обследования, _____ баллов.

6. Проверка состояния полиэтиленовой трубы:

6.1. Количество шурфов, в которых проведен осмотр поверхности полиэтиленовой трубы, _____, в т. ч. шурфов, в которых обнаружены поперечные и продольные трещины газопровода, механические повреждения труб и стыковых соединений, проколы, вмятины (подчеркнуть)

6.2. Возможные причины, которые могли вызвать повреждение поверхности полиэтиленовой трубы _____;

Продолжение приложения 20

6.3. Оценка состояния полиэтиленовой трубы, согласно таблицы 3 приложения 12 к Порядку обследования, _____ баллов

7. Проверка качества сварных соединений:

7.1. Обнаружено утечек газа, связанных с качеством сварных соединений, с начала эксплуатации газопровода, всего _____;

7.2. Количество дополнительно проверенных сварных соединений (согласно требованиям пункта 4.2 приложения 33 к Порядку обследования) _____ из них признаны дефектными _____

7.3. Оценка качества сварных стыков газопровода, выполнена согласно таблицы 4 приложения 12 к Порядку обследования, _____ баллов.

8. Проверка состояния плотности разъемных соединений полиэтиленовой и стальной трубы:

8.1. Общее количество проверенных соединений полиэтиленовой и стальной трубы, в т. ч. количество соединений, на которых обнаружены неплотности _____;

8.2. Оценка технического состояния разъемных соединений полиэтиленовой и стальной трубы, выполнена согласно таблицы 5 приложения 12 Порядка обследования, _____ баллов

9. Общая оценка технического состояния полиэтиленовой части распределительного полиэтиленового газопровода, определенная путем суммирования оценок, полученных по таким показателям, как: герметичность, состояние полиэтиленовой трубы, качество сварных соединений, согласно таблице 1 приложения 33 и таблиц 3, 4 приложения 12 Порядка обследования _____ баллов

9.1. Общая оценка технического состояния стальных вставок распределительного полиэтиленового газопровода, определенная путем суммирования оценок, полученных по таким показателям, как: герметичность, состояние изоляционного покрытия стальных вставок, состояние металла трубы, качество сварных соединений, согласно таблиц 1, 5 приложения 33 и таблиц 2, 5 приложения 12 к Порядку обследования _____ баллов

10. Дополнительные данные _____

11. Вывод _____

Руководитель организации (подразделения),
выполнявшей техническое обследование:

(подпись)

(ФИО)

Руководитель организации (подразделения),
эксплуатирующей газопровод:

(подпись)

(ФИО)

Руководитель подразделения по ЭХЗ:

(подпись)

(ФИО)

Дата технического обследования «_____» _____ 20__ г.

Приложение 21 к Нормам и правилам в области промышленной безопасности «Порядок осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения» (пункт 9.9 раздела IX)

УТВЕРЖДАЮ

(ДОЛЖНОСТЬ)

(ФИО)

« ____ » _____ 20 ____ Г

**Акт
проверки технического состояния газопровода-ввода**

Государственный код _____

Инвентарный номер по предприятию _____

Предприятие _____
(наименование)

1. Адрес газопровода _____

2. Характеристика газопровода-ввода:

2.1. Давление высокое, среднее, низкое (подчеркнуть):

2.2. Длина, диаметр, толщина стенки (цифрами) *a* - _____;

б - _____ *в* - _____.

Примечание. Данные для подпунктов этого акта, обозначенные как "*a*", "*б*", "*в*", необходимо определять согласно приложению 13 к Порядку осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения (далее Порядок обследования);

2.3. Стандарт (технические условия) на трубы и материалы труб _____

2.4. Год постройки (цифрами) _____

2.5. Максимальная и минимальная глубина заложения (от верха трубы к поверхности земли) (цифрами) _____

2.6. Тип изоляционного покрытия - нормальное, усиленное, весьма усиленное (подчеркнуть) армированное марлей, мешковиной, бризлом, гидроизолом, стеклотканью (подчеркнуть)

2.7. Отклонения от действующих норм и правил, которые возникли за период эксплуатации или допущенные при строительстве _____

2.8. Наличие средств электрозащиты газопровода-ввода (указать тип электрозащитных установок и год их введения в эксплуатацию, защитные потенциалы - от и до) _____

Продолжение приложения 21

3. Проверка герметичности

3.1. Количество выявленных утечек газа с начала эксплуатации газопровода-ввода, связанные с качеством сварных соединений или сквозными коррозионными повреждениями (учитывая данные обследования, которое выполняется), всего:

а - _____

б - _____

в - _____

3.2. Оценка герметичности частей **а** и **б** газопровода-ввода, выполнена согласно таблице 1 приложения 33 к Порядку обследования

а - _____ баллов;

б - _____ баллов;

3.3. Оценка герметичности части **в** газопровода-ввода, выполнена согласно таблице 1 приложения 13 к Порядку обследования,

в - _____ баллов.

4. Проверка состояния изоляционного и защитного покрытия:

4.1. Количество мест повреждения изоляции, выявленных во время приборного обследования:

а - _____;

б - _____;

4.2. Оценка состояния изоляционного покрытия в зависимости от количества повреждений, выполнена согласно таблицы 2 приложения 13 к Порядку обследования:

а - _____ баллов;

б - _____ баллов;

4.3. Количество шурфов, в которых визуально проверялось состояние изоляционного покрытия (указать количество и адрес шурфов) _____

4.4. Результат проверки изоляционного покрытия, осуществленного шурфовым осмотром: толщина изоляции:

а - _____;

б - _____;

состояние армированной обертки:

а - _____;

б - _____;

поверхность изоляции: гладкая, сморщенная, бугристая; продавлена с боков, сверху, снизу (подчеркнуть)

4.5. Характер повреждения: проколы, порезы, сквозная продавленность грунтом, хрупкость, расслаиваемость, осыпаемость при ударе, другие механические повреждения, произошедшие за время эксплуатации:

а - _____;

б - _____;

4.6. Остаточная оценка состояния изоляционного покрытия с учетом шурфовых осмотров согласно таблице 3 приложения 13 к Порядку обследования:

а - _____ баллов;

б - _____ баллов;

Продолжение приложения 21

4.7. Оценка состояния защитного покрытия в зависимости от наличия повреждений, выполнена согласно таблице 4 приложения 13 к Порядку обследования

в - _____ баллов.

5. Проверка состояния металла трубы

5.1. количество мест, в которых проведен обзор состояния металла трубы:

а - _____

б - _____

в - _____

в том числе мест, в которых обнаружена коррозия:

сильная:

а - _____

б - _____

в - _____

очень сильная:

а - _____

б - _____

в - _____

незначительная:

а - _____

б - _____

в - _____

Примечание: состояние коррозии определяется согласно таблицы 4 приложения 33 к Порядку обследования;

5.2. Вероятные причины, которые могли вызвать коррозию:

а - _____;

б - _____;

в - _____;

5.3. Оценка состояния металла трубы, выполнена согласно таблице 5 приложения 33 к Порядку обследования:

а - _____;

б - _____;

в - _____.

6. Проверка качества сварных стыков:

6.1. Обнаружено утечек газа, связанных с качеством сварных соединений, с начала эксплуатации, всего _____;

6.2. Количество дополнительно проверенных сварных стыков (по требованиям пункта 4.2 приложения 33 к Порядку обследования) _____
из них признаны дефектными _____

6.3 Оценка качества сварных стыков газопровода, выполнена согласно таблицы 6 приложения 33 к Порядку обследования, _____ баллов.

Примечание: сварные стыки следует проверять в случае, когда в процессе эксплуатации были выявлены утечки газа через сварные стыки.

7. Оценка коррозионной опасности.

7.1. Коррозионная активность грунта согласно акту службы защиты _____

вид грунта _____

уровень грунтовых вод _____

грунтовые загрязнения _____.

7.2. Результаты измерений блуждающих токов, величина электропотенциалов газопровода-ввода:

максимальная _____

минимальная _____

7.3. Наличие анодной, знакопеременной или катодной зоны на газопроводе-вводе: _____

7.4. Оценка коррозионной опасности по таблице 8 приложении 33 Порядка обследования, _____ баллов.

8. Оценка технического состояния газопровода-ввода, определенная отдельно для каждой из частей **а, б, в** путем суммирования оценок, полученных по таким показателям, как:

для части а - герметичность, состояние изоляционного покрытия, состояние металла трубы, качество сварных швов, состояние коррозионной безопасности, согласно таблицам 1, 5, 6, 8 приложения 33 и таблице 3 приложения 13 Порядка обследования;

для части б - герметичность, состояние изоляционного покрытия, состояние металла трубы, качество сварных швов, состояние коррозионной безопасности, согласно таблице 1, 5, 6, 8 приложения 33 и таблицы 3 и пункта 15 приложения 13 Порядка обследования;

для части в - герметичность, состояние защитного покрытия, состояние металла трубы, качество сварных швов согласно таблице 5, 6 приложения 33 и таблицам 1 и 4 приложения 13 Порядка обследования:

а _____ баллов;

б _____ баллов;

в _____ баллов.

9. Дополнительные данные:

а _____

б _____

в _____

10. Вывод:

Состояние части **а** газопровода-ввода _____

Состояние части **б** газопровода-ввода _____

Состояние части **в** газопровода-ввода _____

Руководитель организации (подразделения),

выполнявшей техническое обследование:

(подпись)

(ФИО)

Руководитель организации (подразделения),

Продолжение приложения 21

эксплуатирующей газопровод:

(подпись)

(ФИО)

Руководитель подразделения по ЭХЗ:

(подпись)

(ФИО)

Дата технического обследования «_____» _____ 20__ г.

Приложение 22 к Нормам и правилам в области промышленной безопасности «Порядок осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения» (пункт 9.10 раздела IX)

(наименование предприятия)

Рабочий лист № _____
комплексного приборного обследования подземных газопроводов

Бригада службы _____ человек, в составе:
руководителя бригады _____
(должность, Ф.И.О.)

членов бригады: 1. _____ 2. _____ 3. _____
(должность, Ф.И.О.) (должность Ф.И.О.) (должность, Ф.И.О.)

в присутствии представителя _____
(наименование подразделения СПГХ, что выполняет тех.обслуж. газ-да, должность, Ф.И.О.)

Выполнила комплексное приборное обследование подземного газопровода.

Материал газопровода _____ диаметр _____

Давление газопровода _____ год ввода в эксплуатацию _____

Покрытие над газопроводом _____

По следующим адресам:

Общей длиной: _____

Дата проведения КПО: « _____ » _____ 20__ года.

Результаты комплексного обследования:

Проверка сплошности изоляционного покрытия газопровода

Прибор _____
(Тип)

Замечания по трассе: _____

Повреждения изоляции, выявленные при обследовании согласно с технологией и технической возможностью оборудования: _____

Проверку сплошности изоляционного покрытия выполнил: _____

(должность, Ф.И.О.)

2. Проверка газопровода на герметичность прибором _____ № _____
(тип)

Утечки газа _____

Замечания _____

Проверку газопровода на герметичность выполнил: _____

(должность, Ф.И.О.)

3. Нарушение нормативных требований _____

4. Отметка об устранении утечки после вскрытия и устранения повреждения _____

Об утечках сообщено в АДС в _____ ч. _____ мин. дежурному диспетчеру _____

(Ф.И.О.)

Приборное обследование выполнили:

Руководитель бригады _____

(должность, Ф.И.О., подпись)

члены бригады 1: _____ 2. _____ 3. _____

(Ф.И.О., подпись)

(Ф.И.О., подпись)

(Ф.И.О., подпись)

Представитель подразделения СПГХ _____

(должность, Ф.И.О., подпись)

Дата оформления рабочего листа: «__» _____ 20__ года.

Вывод по результатам обследования:

1) утечек газа _____ шт. на _____

2) повреждений изоляции _____ шт. общей длиной _____ м.

3) нарушений _____

4) замечания по трассе _____

5) **протокол определения удельного электрического сопротивления грунта**

№ _____ дата проведения «__» _____ 20__ г.

Экземпляр получил _____

(должность, Ф.И.О. подпись, дата представителя подразделения СПГХ)

Приложение 23 к Нормам и правилам в области промышленной безопасности «Порядок осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения» (пункт 9.10 раздела IX)

Лаборатория сварки _____

ПРОТОКОЛ

технического обследования сварных стыков газопровода радиографическим методом

№ _____ " _____ " _____ 20 _____ года

Проведено обследование сварных стыков газопровода _____ давления, строящегося по адресу: _____

(улица, привязки начального и конечного пикетов)

Газопровод выполнен _____ сваркой из труб
наружным диаметром _____ (вид сварки)
толщиной стенки _____ мм

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБСЛЕДОВАНИЯ

Номер стыка по схеме сварных стыков	Фамилия, имя, отчество сварщика	Номер (клеймо) сварщика	Номер снимка	Размер снимка, мм	Чувствительность контроля, мм	Выявленные дефекты	Оценка состояния (пригоден, непригоден)
1	2	3	4	5	6	7	8

Исполнитель _____
(подпись, фамилия, инициалы)

Руководитель исполнителя _____
(подпись, фамилия, инициалы)

Приложение 24 к Нормам и правилам в области промышленной безопасности «Порядок осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения» (пункт 9.10 раздела IX)

АКТ

шурфового обследования подземного газопровода

I. АДРЕС МЕСТА ШУРФОВАНИЯ:

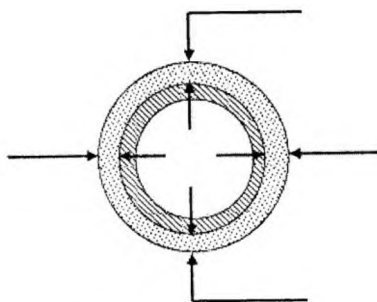
II. ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОПРОВОДА

- 1 . Давление (высокое, среднее, низкое) _____
- 2 . Назначение газопровода (распред, ввод и т.д.) _____
- 3 . Материал трубы _____
- 4 . Диаметр трубы _____
- 5 . Толщина стенки трубы _____
- 6 . Глубина заложения (от верха трубы до поверхн. земли) _____
- 7 . Покрытие над газопроводом (грунт, асфальт, бетон, плиты и др.) _____
- 8 . Год постройки _____
- 9 . Общая протяженность газопровода (в метрах) _____
- 10 . Причина шурфования _____

III. ТИП ИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ

- 1 . Тип изоляции _____
- 2 . Вид защитного покрытия (битумно-резиновое, липкая лента и др.) _____
- 3 . Толщина изоляции _____

Толщина изоляции, мм

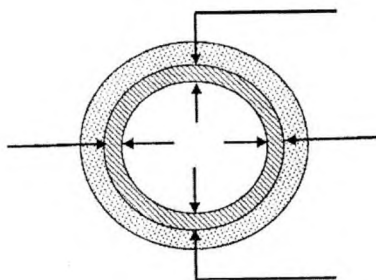


- 4 . Состояние изоляции: гладкая, сморщенная, бугристая, продавл. грунтом сверху, снизу, с боков (подчеркнуть)
- 5 . Наличие и характер повреждений

проколы _____	вздутие, пузыри _____
порезы _____	осыпаемость при ударе _____
сквоз. продавлен. почвой _____	др. мех. повреждения _____
хрупкость _____	наличие окисла металла на изол. _____
расслоение _____	отсутствие изоляции _____
наличие трещин _____	
- 6 . Прилипаемость изоляции к трубе _____
- 7 . Наличие влаги под изоляцией _____

IV. СОСТОЯНИЕ ВНЕШНЕЙ ПОВЕРХНОСТИ ТРУБЫ

- Толщина стенки трубы, мм**



1. Наличие герметизации футляра _____
2. Наличие повреждения изоляции трубы футляром _____
3. Состояние дренажной подсыпки (или обеспечивает дренаж) _____

(оформляют в случае наличия при визуальном осмотре)

- 1 . Вид коррозии при внешнем осмотре _____
- 2 . Вероятные причины, которые могли вызвать коррозию _____
- 3 . Степень коррозии (незначительная, сильная, очень сильная)

1. Тип и адрес ближайшей установки электрохимической защиты (далее - ЭХЗ) _____

2. Дата ввода в эксплуатацию установки ЭХЗ _____
3. Суммарное время простоя до обнаружения повреждения _____
4. Результаты измерений потенциалов.

Погода _____

Тип и N прибора _____

Тип электрода сравнения _____

а) при отключенной установке ЭХЗ;

Время измерения: начало _____ час _____ мин, конец _____ час _____ мин .

Предел измерений (цена деления)

Данные измерений, распределение

[illegible]

8												
10												

Камеральная обработка измерений

Количество измерений, n	Сумма в распределениях (+)	Сумма в распределениях (-)	Среднее значение, U_c , В	Максимальное мгновенное значение, $U_{изм. max}$, В	Минимальное мгновенное значение, $U_{изм. min}$, В	Смещение потенциала	
						ΔU_{max} , В	ΔU_{min} , В

Вывод: _____

б) при включенной установке ЭХЗ

Время измерения: начало _____ час _____ мин, конец _____ час _____ мин

Предел измерений (цена деления) _____

Данные измерений, распределение

Продолжительность измерений (мин)	Интервал измерений, сек											
	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110
2												
4												
6												
8												
10												

Камеральная обработка измерений

Количество измерений, n	Сумма в распределениях (+)	Сумма в распределениях (-)	Среднее значение, U_c , В	Максимальное мгновенное значение, $U_{изм. max}$, В	Минимальное мгновенное значение, $U_{изм. min}$, В	Смещение потенциала	
						ΔU_{max} , В	ΔU_{min} , В

Вывод: _____

VIII. СХЕМА ШУРФА**IX. ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Руководитель организации (подразделения),
выполнявшей техническое обследование:

(подпись)_____
(ФИО)

Руководитель организации (подразделения),
эксплуатирующей газопровод:

(подпись)_____
(ФИО)

Руководитель подразделения по ЭХЗ:

(подпись)

(ФИО)

Дата технического обследования « ____ » _____ 20 ____ г.

Приложение 25 к Нормам и правилам в области промышленной безопасности «Порядок осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения» (пункт 9.5 раздела IX)

УТВЕРЖДАЮ

(ДОЛЖНОСТЬ)

(ФИО)

« ____ » _____ 20 ____ Г

АКТ

**проверки технического состояния распределительного
стального подземного газопровода**

Государственный код _____

Инвентарный номер по предприятию _____

Предприятие _____
(наименование)

1. Адрес газопровода: _____

2. Характеристика газопровода: _____

2.1. Давление: высокое, среднее, низкое (подчеркнуть)

2.2. Длина, диаметр, толщина стенки (цифрами) _____

2.3. Стандарт (технические условия) на трубы и материалы труб _____

2.4. Год постройки (цифрами) _____

2.5. Максимальная и минимальная глубина заложения (от верха трубы до поверхности земли) (цифрами) _____

2.6. Тип изоляционного покрытия - нормальное, усиленное, весьма усиленное (подчеркнуть); армированное марлей, мешковиной, брйзолом, гидроизолом, стеклотканью (подчеркнуть)

2.7. Отклонения от действующих в настоящее время норм и правил, которые возникли за период эксплуатации или допущенные при строительстве _____

2.8. Наличие средств электрозащиты газопровода (указать тип электрозащитных установок и год их введения в эксплуатацию, защитные потенциалы - от и до) _____

3. Проверка герметичности

3.1. Количество выявленных утечек газа с начала эксплуатации газопровода, связанных с качеством сварных соединений или сквозными коррозионными повреждениями (учитывая данные обследования, которое выполняется), всего _____

3.2. Оценка герметичности газопровода в баллах, выполнена согласно таблице 1 приложения 33 к Порядку осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического

Продолжение приложения 25

состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения (далее Порядок обследования) _____ баллов.

4. Проверка состояния изоляционного покрытия

4.1. Количество мест повреждения изоляции, выявленных при приборном обследовании _____

4.2. Оценка состояния изоляционного покрытия в зависимости от количества повреждений, выполнена согласно таблице 2 приложения 33 Порядка обследования _____

4.3. Количество шурфов, в которых визуально проверялось состояние изоляционного покрытия _____

результат проверки изоляционного покрытия, осуществленного шурфовым осмотром:

толщина изоляции _____ состояние армированной обертки _____

поверхность изоляции: гладкая, сморщенная, бугристая, продавлена по бокам, сверху, снизу (подчеркнуть)

характер повреждения: проколы, порезы, сквозная продавленность грунтом, хрупкость, расслаиваемость, осыпаемость при ударе _____

другие механические повреждения, произошедшие за время эксплуатации: проколы, прорезы, сквозная продавленность строительным мусором, расслаиваемость, хрупкость, недостаточная адгезия, (местами отсутствует), осыпаемость при ударе - изоляционное покрытие имеет большие повреждения строительным мусором и отходами литья _____

Остаточная оценка состояния изоляционного покрытия с учетом шурфовых осмотров согласно таблицы 3 приложения 33 к Порядку обследования значение А _____ баллов

5. Проверка состояния металла трубы:

5.1. Количество шурфов, в которых проведен обзор состояния металла трубы _____, в том числе - шурфов, в которых обнаружена коррозия _____

сильная _____ очень сильная _____ незначительная _____

Примечание: состояние коррозии определяется согласно таблице 4 приложения 33 к Порядку обследования.

5.2. Возможные причины, которые могли вызвать коррозию _____

5.3. Оценка состояния металла трубы выполнена согласно таблице 5 приложения 33 к Порядку обследования _____

6. Проверка качества сварных стыков

6.1. Обнаружено утечек, связанных с качеством сварных соединений, с начала эксплуатации, всего _____

6.2. Количество дополнительно проверенных сварных стыков (согласно требованиям пункта 4.2. приложения 33 к Порядку обследования) _____

_____ из них признаны дефектными _____

6.3. Оценка качества сварных стыков газопровода в баллах, выполнена согласно таблице 6 приложения 33 к Порядку обследования _____

Примечание: сварные стыки следует проверять в случае, когда в процессе эксплуатации были выявлены утечки газа через сварные стыки.

7. Оценка коррозионной опасности:

7.1. Коррозионная активность грунта согласно акту службы защиты _____

7.2. Вид грунта _____ уровень

грунтовых вод _____ грунтовые загрязнения _____

результаты измерений блуждающих токов, величина электропотенциалов:

максимальная _____ минимальная _____

7.3. Длина (м) анодных и знакопеременных зон в процентах к общей длине газопровода _

7.4. Оценка коррозионной опасности согласно таблице 8 приложения 33 к Порядку обследования _____

8. Общая оценка (в баллах) технического состояния газопровода определена путем суммирования оценок, полученных по каждому показателю: герметичности, состояния изоляционного покрытия, металла трубы, качества сварных стыков, коррозионной опасности в соответствии с таблицами 1, 3, 5, 6, 8 приложения 33 к Порядку обследования _____

9. Дополнительные данные _____

10. Вывод _____

Руководитель организации (подразделения),
выполнявшей техническое обследование:

(подпись)

(ФИО)

Руководитель организации (подразделения),
эксплуатирующей газопровод:

(подпись)

(ФИО)

Руководитель подразделения по ЭХЗ:

(подпись)

(ФИО)

Дата технического обследования « ____ » _____ 20 ____ г.

Приложение 26 к Нормам и правилам в области промышленной безопасности «Порядок осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения» (пункт 10.5 раздела X)

ПАСПОРТ

технического состояния распределительного стального наземного газопровода

1. Данные о предприятии

Название предприятия	Полностью	
	сокращенно	
Почтовый адрес:		
Идентификационный код		
Форма собственности		
Балансодержатель		
Фамилия Имя Отчество		
Адрес, телефон, факс		
Дата составления паспорта		

2. Общие сведения о газопроводе

№ объекта		
Название, адрес газопровода		
Характеристика газопровода:		
1	Давление (высокое, среднее, низкое)	
2	Длина, диаметр, толщина стенки трубы, наличие обвалования	
3	Стандарт (технические условия) на трубы и материал трубы	
4	Год постройки	
5	Тип изоляционного покрытия при наличии обвалования - нормальное, усиленное, весьма усиленное (подчеркнуть); армированное марлей, мешковиной, бризлом, гидроизолом, стеклотканью (подчеркнуть)	
6	Наличие и тип защитного покрытия при отсутствии обвалования (алюминиевое, цинковое, лакокрасочное, стекломаленое т.д.)	
7	Отклонения от действующих в настоящее время норм и правил, которые возникли за период эксплуатации или допущенные при строительстве (в т. ч. предоставить информацию о состоянии обвалования)	

8	Наличие средств электрозащиты газопровода (указать тип электрозащитных установок, год их ввода в эксплуатацию, защитные потенциалы от и до)	
9	Сведения о техническом состоянии газопровода, накопленные за время его эксплуатации при выполнении плановых технических осмотров и обследований, ремонтов, а также при устранении последствий аварий и т.п.	

3. Организация, которая провела обследование для паспортизации

Название	
Идентификационный код	

4. Техническое состояние газопровода и выводы относительно дальнейшей эксплуатации

4.1 Герметичность газопровода

1.	Количество выявленных утечек газа с начала эксплуатации газопровода, которые связаны с качеством сварных соединений или сквозными коррозионными повреждениями (учитывая данные обследования, которое выполняется), всего	
2.	Оценка герметичности газопровода выполнена согласно таблице 1 приложения 33 к Порядку осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения (далее Порядок обследования)	

4.2. Состояние изоляционного покрытия (при наличии обвалования)

1	Количество мест повреждения изоляции, выявленных при обследовании	
2	Оценка состояния изоляционного покрытия в зависимости от количества повреждений, выполнена согласно таблице 2 приложения 33 к Порядку обследования, баллов	
3	Количество участков газопровода, на которых визуально проверялось состояние изоляционного покрытия	
4	Результат проверки изоляционного покрытия, выполненного во время последнего технического обследования: толщина изоляции:	
	состояние армирующей обертки:	
	поверхность изоляции (гладкая, сморщенная, бугристая, продавлена по бокам, снизу, сверху)	
5	Характер повреждений: (проколы, порезы, расслаиваемость, хрупкость, осыпаемость при ударе, другие механические повреждения, произошедшие за время эксплуатации)	
6	Окончательная оценка состояния изоляционного покрытия в соответствии с таблицей 3 приложения 33 к Порядку обследования, баллов	

4.3. Состояние защитного покрытия (при отсутствии обвалования)

1	Количество и длина мест повреждений, выявленных при обследовании	
2	Результат проверки защитного покрытия, выполненного при техническом обследовании: внешний вид и характер повреждений защитного покрытия	
	толщина защитного покрытия	
	состояние адгезии	
3	Оценка состояния защитного покрытия в соответствии с таблицей 1 приложения 10 к Порядку обследования, баллов	

4.4. Состояние металла трубы

1	Количество участков газопровода (при наличии обвалования) или длина участков газопровода (при отсутствии обвалования), на которых проведен осмотр состояния металла трубы	
	в том числе - количество (или длина) участков, на которых обнаружена коррозия:	
	сильная	
	очень сильная	
	незначительная	
Примечание. Состояние коррозии определяется в соответствии с таблицей 4 приложения 33 к Порядку обследования.		
2	Возможные причины, которые могли вызвать коррозию	
3	Оценка состояния металла трубы, выполнена согласно таблице 5 приложения 33 к Порядку обследования, баллов	

4.5. Качество сварных стыков

1	Количество утечек газа, связанных с качеством сварных соединений, с начала эксплуатации газопровода, всего	
2	Количество дополнительно проверенных стыков (согласно требованиям пункта 4.2 приложения 33 к Порядку обследования),	
	из них признаны дефектными	
3	Оценка качества сварных стыков газопровода, выполненная согласно таблицы 6 приложения 33 к Порядку обследования, баллов	
Примечание. Сварные стыки следует проверять в случае, если в процессе эксплуатации были выявлены утечки газа через сварные стыки.		

4.6. Коррозионная опасность газопровода (при наличии обвалования)

1	Коррозионная активность грунта (согласно акту службы защиты)	
	вид грунта	
	грунтовые загрязнения	
2	Результаты измерений блуждающих токов, величина электропотенциалов:	
	максимальная	
	минимальная	

3	Длина (м) анодных и знакопеременных зон в процентах к общей длине газопровода	
4	Оценка коррозионной опасности, в соответствии с таблицей 8 прил.33 Порядка обследования баллов	

4.7. Техническое состояние газопровода в целом

<p>Техническое состояние распределительного стального наземного газопровода (в целом) определяется по балльной системе путем суммирования оценок, полученных по таким показателям, как: герметичность, состояние изоляционного покрытия, состояние металла трубы, качество сварных стыков, коррозионная опасность, в соответствии с:</p> <p>а) при наличии обвалования - таблиц 1, 3, 5, 6 и 8 приложения 33 к Порядку обследования;</p> <p>б) при отсутствии обвалования - таблиц 1, 5, 6 приложения 33 и таблицы 1 приложения 10 к Порядку обследования.</p> <p>Оценка проставляется цифрами и прописью.</p>	
--	--

Дополнительные данные _____

Предложения по дальнейшей эксплуатации

Балансодержатель

(подпись)_____
(Ф.И.О)

Руководитель группы обследования

(подпись)_____
(Ф.И.О)

Составил:

Проверил:

Дата обследования " ____ " _____ 20__ г.

Приложение 27 к Нормам и правилам в области промышленной безопасности «Порядок осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения» (пункт 10.6 раздела X)

ПАСПОРТ

технического состояния распределительного стального надземного газопровода

1. Данные о предприятии

Название предприятия	Полностью	
	сокращенно	
Почтовый адрес:		
Идентификационный код		
Форма собственности		
Балансодержатель		
Фамилия Имя Отчество		
Адрес, телефон, факс		
Дата составления паспорта		

2. Общие сведения о газопроводе

№ объекта		
Название, адрес газопровода		
Характеристика газопровода:		
1	Давление (высокое, среднее, низкое)	
2	Длина, диаметр, толщина стенки трубы	
3	Стандарт (технические условия) на трубы и материал трубы	
4	Год постройки	
5	Максимальная и минимальная высота опор (от поверхности земли до низа трубы), м	
6	Наличие и вид защитного покрытия (алюминиевое, цинковое, лакокрасочное, стеклоэмалевое и т.д.)	
7	Отклонения от действующих в настоящее время норм и правил, которые возникли за период эксплуатации или допущенные при строительстве	
8	Сведения о техническом состоянии газопровода, накопленные за время его эксплуатации при выполнении плановых технических осмотров и обследований, ремонтов, а также при устранении последствий аварий и т.п.	

3. Организация, которая проводила обследование для паспортизации

Название	
Идентификационный код	

4. Техническое состояние газопровода и выводы относительно дальнейшей эксплуатации**4.1 Герметичность газопровода**

1. Количество выявленных утечек газа с начала эксплуатации газопровода, которые связаны с качеством сварных соединений или сквозными коррозионными повреждениями (учитывая данные обследования, которое выполняется), всего:	
2. Оценка герметичности газопровода в баллах, которая выполнена согласно таблицы 1 приложения 33 к Порядку осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения (далее - Порядок обследования)	

4.2. Состояние защитного покрытия

1	Количество и длина мест повреждений, обнаруженных при обследовании	
2	Результат проверки защитного покрытия, проведенной во время технического обследования:	
	внешний вид и характер повреждений защитного покрытия	
	толщина защитного покрытия	
3	Оценка состояния защитного покрытия в баллах, согласно таблице 1 приложения 11 к Порядку обследования	

4.3. Состояние изоляционного покрытия в местах выхода газопровода из грунта

1	Результат проверки изоляционного покрытия, проведенной во время технического обследования:	
	толщина изоляции;	
	состояние армирующей обертки	
	поверхность изоляции: гладкая, сморщенная, бугристая, продавлена по бокам, снизу, сверху (подчеркнуть)	
2	Характер повреждения: проколы, порезы, сквозная продавленность грунтом, хрупкость, расслаиваемость, осыпаемость при ударе, другие механические повреждения, произошедшие за время эксплуатации	
3	Качество герметизации футляра (при его наличии)	
4	Оценка состояния изоляционного покрытия, в баллах, согласно таблице 2 Приложения 11 Порядка обследования	

4.4. Состояние металла трубы

1	Длина участков газопровода, на которых проведен осмотр металла трубы _____, в том числе участков, на которых обнаружена коррозия: сильная _____, очень сильная _____, незначительная _____	
Примечание. Состояние коррозии определяется в соответствии с табл.4 прил.33 Порядка обследования.		
2	Возможные причины, которые могли вызвать коррозию	
3	Оценка состояния металла трубы, которая выполнена согласно требованиям пункта 3 и таблицами 4, 5 прил.33 Порядка обследования, баллов	

4.5. Качество сварных стыков

1	Количество утечек газа, связанных с качеством сварных соединений, с начала эксплуатации газопровода	
2	Количество дополнительно проверенных стыков (согласно требованиям пункта 4.2 приложения 33 к Порядку обследования), из них признаны дефектными	
3	Оценка качества сварных стыков газопровода, в баллах, выполненная согласно таблице 6 приложения 33 к Порядку обследования	
Примечание. Сварные стыки следует проверять в случае, когда в процессе эксплуатации были выявлены утечки газа через сварные стыки.		

4.6. Состояние опор, креплений, компенсаторов, диэлектрических прокладок между трубой и креплением, изолирующих соединений (вставок) и т.д.

1	Состояние обследованных опор и креплений газопровода (наличие нарушений - проседание, отклонение от оси и т.д.)	
2	Состояние диэлектрических прокладок между трубой и креплением, а также изолирующих соединений (наличие нарушений)	

4.7. Техническое состояние газопровода в целом

1	Общая оценка технического состояния распределительного стального надземного газопровода (в целом), определенная путем суммирования оценок, полученных по таким показателям, как: герметичность, состояние защитного покрытия, состояние металла трубы, качество сварных швов, состояние опор, креплений, состояние диэлектрических прокладок, согласно таблицам 1, 5, 6 приложения 33, пункта 7 и таблицы 1 приложения 11к Порядку обследования, баллов	
---	---	--

2	Общая оценка технического состояния мест выхода из грунта распределительного стального надземного газопровода, определенная путем суммирования оценок, полученных по таким показателям, как: герметичность, состояние изоляционного покрытия в местах выхода газопровода из земли, состояние металла трубы, качество сварных швов, состояние изолирующих соединений, согласно таблицы 1, 5, 6 приложения 33 и пункта 7 и таблицы 2 приложения 1 к Порядку обследования, баллов	
---	--	--

Дополнительные данные _____

Предложения по дальнейшей эксплуатации

Балансодержатель

(подпись)

(Ф.И.О)

Руководитель группы обследования

(подпись)

(Ф.И.О)

Составил:

Проверил:

Дата обследования " ____ " _____ 20__ г.

Приложение 28 к Нормам и правилам в области промышленной безопасности «Порядок осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения» (пункт 10.7 раздела X)

ПАСПОРТ

технического состояния распределительного полиэтиленового подземного газопровода

1. Данные о предприятии

Название предприятия	Полностью	
	сокращенно	
Почтовый адрес:		
Идентификационный код		
Форма собственности		
Балансодержатель		
Фамилия Имя Отчество		
Адрес, телефон, факс		
Дата составления паспорта		

2. Общие сведения о газопроводе

№ объекта		
Название, адрес газопровода		
Характеристика газопровода:		
1	Давление (высокое, среднее, низкое)	
2	Длина, диаметр, толщина стенки трубы	
3	Стандарт (технические условия) на трубы и материал трубы	
4	Год постройки	
5	Максимальная и минимальная глубина укладки (от верха трубы до поверхности земли), м	
6	Наличие стальных вставок и их характеристики:	
	количество вставок	
	стандарт (или технические условия) на трубу, из которой изготовлена вставка, и материал труб;	
	год постройки;	
	тип изоляционного покрытия стальных вставок и соединений полиэтиленовой трубы со стальной: нормальное, усиленное, весьма усиленное (подчеркнуть); армированное марлей, мешковиной, брезолом, гидроизолом, стеклотканью (подчеркнуть)	

7	Отклонения от действующих в настоящее время норм и правил, которые возникли за период эксплуатации или допущенные при строительстве (в т. ч. предоставить информацию о состоянии обвалований)	
8	Наличие средств электрозащиты футляров, в которых протянут полиэтиленовый газопровод (указать тип электрозащитных установок и год их введения в эксплуатацию, защитные потенциалы - от и до)	
9	Сведения о техническом состоянии газопровода, накопленные за время его эксплуатации при выполнении плановых технических осмотров и обследований, ремонтов, а также при устранении последствий аварий и т.п.	

3. Организация, которая провела обследование для паспортизации

Название	
Идентификационный код	

4. Техническое состояние газопровода и выводы относительно дальнейшей эксплуатации

4.1 Герметичность газопровода

1.	Количество выявленных утечек газа с начала эксплуатации газопровода, связанных с качеством сварных соединений, сквозными коррозионными повреждениями стальных вставок и неплотностью разъемных соединений (включая данные обследования, которое выполняется), всего:	
2.	Оценка герметичности газопровода в баллах, выполненная по таблице 1 приложения 33 к Порядку осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения (далее Порядок обследования)	

4.2. Состояние изоляционного покрытия стальных вставок и соединений полиэтиленовой трубы со стальной (заполняется в случае их наличия)

1	Количество шурфов, в которых визуально проверялось состояние изоляционного покрытия стальных вставок и соединений полиэтиленовой трубы со стальной	
2	Результат проверки изоляционного покрытия, выполненного шурфовым осмотром	
	толщина изоляции	
	состояние армирующей обертки	

	поверхность изоляции (гладкая, сморщенная, бугристая, продавлена по бокам, снизу, сверху)	
3	Характер повреждения: (проколы, порезы, сквозная продавленность грунтом, хрупкость, расслаиваемость, осыпаемость при ударе, другие механические повреждения, произошедшие за время эксплуатации)	
4	Оценка состояния изоляционного покрытия согласно таблицам 1, 2 Приложения 12 к Порядку обследования, баллов	

4.3. Состояние металла трубы-вставки (при наличии стальных вставок)

1	Количество шурфов, в которых проведен осмотр состояния металла трубы _____, в том числе - шурфов, в которых обнаружена коррозия: сильная _____, очень сильная _____, незначительная _____	
2	Оценка состояния металла трубы, выполненная согласно таблице 5 приложения 33 к Порядку обследования, баллов	

Примечание. Состояние коррозии определяется согласно таблице 4 приложения 33 к Порядку обследования.

4.4. Состояние полиэтиленовой трубы

1	Количество шурфов, в которых проведен осмотр поверхности полиэтиленовой трубы, в т. ч. шурфов, в которых обнаружены поперечные и продольные трещины газопровода, механические повреждения труб и стыковых соединений, проколы, вмятины (подчеркнуть)	
2	Возможные причины, которые могли вызвать повреждение поверхности полиэтиленовой трубы	
3	Оценка состояния полиэтиленовой трубы, согласно таблице 3 Приложения 12 к Порядку обследования, баллов	

4.5. Качество сварных соединений

1	Количество утечек газа, связанных с качеством сварных соединений, с начала эксплуатации газопровода, всего	
2	Количество дополнительно проверенных сварных соединений (согласно требованиям пункта 4.2 приложения 33 к Порядку обследования), из них признаны дефектными	
3	Оценка качества сварных соединений газопровода, выполненная согласно таблице 4 приложения 12 к Порядку обследования, баллов	

4.6. Состояние плотности разъемных соединений полиэтиленовой и стальной трубы

1	Общее количество проверенных соединений полиэтиленовой и стальной трубы, всего	
	в т. ч. количество соединений, на которых обнаружены неплотности	

2	Оценка технического состояния разъемных соединений полиэтиленовой и стальной трубы, выполненная согласно таблице 5 приложения 12 к Порядку обследования, баллов	
---	---	--

4.7. Техническое состояние распределительного полиэтиленового подземного газопровода

1	Общая оценка (в баллах) технического состояния полиэтиленовой части распределительного полиэтиленового газопровода, определенная путем суммирования оценок, полученных по таким показателям, как: герметичность, состояние полиэтиленовой трубы, качество сварных соединений, согласно таблице 1 приложения 33, таблиц 3, 4 приложения 12 к Порядку обследования	
2	Общая оценка (в баллах) технического состояния стальных вставок распределительного полиэтиленового газопровода, определенная путем суммирования оценок, полученных по таким показателям, как: герметичность, состояние изоляционного покрытия стальных вставок, состояние металла трубы, качество сварных соединений, согласно таблицам 1, 5 приложения 33 и таблиц 2, 5 приложения 12 к Порядку обследования	

Дополнительные данные _____

Предложения по дальнейшей эксплуатации

--

Балансодержатель

(подпись)_____
(Ф.И.О)

Руководитель группы обследования

(подпись)_____
(Ф.И.О)

Составил:

Проверил:

Дата обследования " ____ " _____ 20__ г.

Приложение 29 к Нормам и правилам в области промышленной безопасности «Порядок осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения» (пункт 10.8 раздела X)

ПАСПОРТ технического состояния газопровода-ввода

1. Данные о предприятии

Название предприятия	полностью	
	сокращенно	
Почтовый адрес:		
Идентификационный код		
Форма собственности		
Балансодержатель		
Фамилия Имя Отчество		
Телефон, факс		
Дата составления паспорта		

2. Общие сведения о газопроводе

№ объекта		Инв. №
Название, адрес газопровода		
Характеристика газопровода:		
1	Давление (высокое, среднее, низкое)	
2	Длина, диаметр, толщина стенки трубы	а)
		б)
		в)
3	Стандарт (технические условия) на трубы и материал трубы	
4	Год постройки	
5	Максимальная и минимальная глубина заложения (от верха трубы к поверхности земли), м	
6	Тип изоляционного покрытия - нормальное, усиленное, весьма усиленное; армированное марлей, мешковиной, бризолом, гидроизолом, стеклотканью	
7	Отклонения от действующих в настоящее время норм и правил, возникших за период эксплуатации или допущенные при строительстве	
8	Наличие средств электрозащиты газопровода (указать тип электрозащитных установок, год их ввода в эксплуатацию, защитные потенциалы (от и до)	

9	Сведения о техническом состоянии газопровода, накопленные за время его эксплуатации при выполнении плановых технических осмотров и обследований, ремонтов, а также при устранении последствий аварий и т.п.	
---	---	--

3. Организация, которая проводила обследование для паспортизации

Название	
Идентификационный код	

4. Техническое состояние газопровода и выводы относительно дальнейшей эксплуатации

4.1. Герметичность газопровода:

1. Количество выявленных утечек газа с начала эксплуатации газопровода-ввода, которые связаны с качеством сварных соединений или сквозными коррозионными повреждениями (учитывая данные обследования, которое выполняется), всего:	а)	
	б)	
	в)	
2. Оценка герметичности частей а и б газопровода-ввода в баллах, выполненная согласно таблице 1 к Порядку осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения (далее - Порядок обследования), баллов	а)	
	б)	
3. Оценка герметичности части в газопровода-ввода в баллах, выполненная согласно таблице 1 приложения 13 к Порядку обследования, баллов	в)	

4.2. Состояние изоляционного и защитного покрытия:

1	Количество мест повреждения изоляции, выявленных во время приборного обследования	а)	
		б)	
2	оценка состояния изоляционного покрытия в зависимости от количества повреждений, выполненная согласно таблице 2 приложения 13 к Порядку обследования, баллов	а)	
		б)	
3	количество шурфов, в которых визуально проверялось состояние изоляционного покрытия		
4	результат проверки изоляционного покрытия, осуществленного шурфовым осмотром:	а)	
		б)	
	толщина изоляции:		
	состояние армирующей обертки:	а)	
		б)	

	поверхность изоляции: гладкая, сморщенная, бугристая; продавлена с боков, снизу, сверху	<i>a)</i>
		<i>б)</i>
5	характер повреждения: проколы, порезы, сквозная продавленность грунтом, хрупкость, расслаиваемость, осыпаемость при ударе, другие механические повреждения, произошедшие за время эксплуатации	<i>a)</i>
		<i>б)</i>
6	Остаточная оценка состояния изоляционного покрытия с учетом шурфовых осмотров согласно таблице 3 приложения 13 к Порядку обследования, баллов	<i>a)</i>
		<i>б)</i>
7	Оценка состояния защитного покрытия в зависимости от наличия повреждений, выполненная согласно таблице 4 приложения 13 к Порядку обследования, баллов	<i>в)</i>

4.3. Состояние металла трубы:

1	Количество мест, на которых проведен осмотр металла трубы: <i>a)</i> _____; <i>б)</i> _____; <i>в)</i> _____	
	в том числе участков, на которых обнаружена коррозия:	
	сильная:	<i>a)</i> _____; <i>б)</i> _____; <i>в)</i> _____
	очень сильная:	<i>a)</i> _____; <i>б)</i> _____; <i>в)</i> _____
	незначительная:	<i>a)</i> _____; <i>б)</i> _____; <i>в)</i> _____
Примечание. Состояние коррозии определяется в соответствии с таблицей 4 приложения 33 к Порядку обследования.		
2	Возможные причины, которые могли вызвать коррозию	<i>a)</i>
		<i>б)</i>
		<i>в)</i>
3	Оценка состояния металла трубы, выполненная согласно таблице 5 приложения 33 к Порядку обследования	<i>a)</i>
		<i>б)</i>
		<i>в)</i>

4.4. Качество сварных стыков:

1	Количество утечек газа, связанных с качеством сварных соединений, с начала эксплуатации газопровода, всего	
2	Количество дополнительно проверенных стыков (согласно требованиям пункта 4.2 приложения 33 к Порядку обследования),	
	из них признаны дефектными	

3	Оценка качества сварных стыков газопровода выполнена согласно таблице 6 приложения 33 к Порядку обследования, баллов	
Примечание. Сварные стыки следует проверять в случае, когда в процессе эксплуатации были выявлены утечки газа через сварные стыки.		

4.5. Коррозионная опасность газопровода

1	Коррозионная активность грунта (согласно акту службы защиты)	
	вид грунта.	
	уровень грунтовых вод.	
	грунтовые загрязнения	
2	Результаты измерений блуждающих токов.	
	Величина электропотенциалов газопровода-ввода: максимальная, по мсэ сравнения	
	минимальная, по мсэ сравнения	
3	Наличие анодной, знакопеременной или катодной зоны на газопроводе-вводе	
4	Оценка коррозионной опасности в соответствии с таблицей 8 приложения 33 к Порядку обследования, баллов	

4.6. Техническое состояние газопровода-ввода:

<i>Техническое состояние газопровода-ввода определяется отдельно для каждой из частей а, б и в путем суммирования оценок:</i> для части а - герметичность, состояние изоляционного покрытия, состояние металла трубы, качество сварных стыков, состояние коррозионной опасности, согласно таблицам 1, 5, 6, 8 приложения 33 к Порядку и таблице 3 приложения 13 к Порядку обследования; для части б - герметичность, состояние изоляционного покрытия, состояние металла трубы, качество сварных стыков, состояние коррозионной безопасности, согласно таблице 1, 5, 6, 8 приложения 33 и приложения 13 (таблица 3 и пункт 15) к Порядку обследования; для части в - герметичность, состояние защитного покрытия, состояние металла трубы, качество сварных стыков согласно таблице 5, 6 приложения 33 и таблицам 1 и 4 приложения 13 к Порядку обследования:		
а), баллов		
б), баллов		
в), баллов		

Дополнительные данные

a) _____

б) _____

в) _____

Предложения по дальнейшей эксплуатации

--

Балансодержатель

(подпись)

(Ф.И.О)

Руководитель группы обследования

(подпись)

(Ф.И.О)

Составил:

Проверил:

Дата обследования " ____ " _____ 20__ г.

Приложение 30 к Нормам и правилам в области промышленной безопасности «Порядок осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения» (пункт 10.4 раздела X)

ПАСПОРТ

технического состояния распределительного стального подземного газопровода

1. Данные о предприятии

Название предприятия	Полностью	
	сокращенно	
Почтовый адрес:		
Идентификационный код		
Форма собственности		
Балансодержатель		
Фамилия Имя Отчество		
Адрес, телефон, факс		
Дата составления паспорта		

2. Общие сведения о газопроводе

№ объекта		Инв. №
Название, адрес газопровода:		
Назначение		
Характеристика газопровода:		
1	Давление (высокое, среднее, низкое)	
2	Длина, диаметр, толщина стенки трубы	
3	Стандарт или технические условия на трубы и материал трубы	
4	Год постройки	
5	Макс. и минимальная глубина (от верха трубы до поверхности земли)	
6	Перечень сооружений на газопроводе:	
7	Тип изоляции:	
8	Отклонение от действующих норм и правил, которые возникли за период эксплуатации при строительстве	
9	Наличие средств электрозащиты газопровода (указать тип электрозащитных установок, год их ввода в эксплуатацию, защитные потенциалы (от и до)	

10	Сведения о техническом состоянии газопровода, накопленные за время его эксплуатации при плановых обследованиях, авариях, ремонтах и т.д.	
----	--	--

3. Организация, которая провела обследование для паспортизации

Название	
Идентификационный	

4. Техническое состояние газопровода и выводы относительно дальнейшей эксплуатации

4.1 Герметичность газопровода

1.	Количество выявленных утечек газа с начала эксплуатации, учитывая данные последнего обследования, связанные с качеством сварных соединений	
	сквозными коррозионными повреждениями	
2.	Оценка герметичности газопровода в баллах, выполненная по таблице 1 приложения 33 к Порядку осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения (далее - Порядок обследования)	

4.2. Состояние изоляционного покрытия

1	Количество мест повреждения изоляции, выявленных при приборном обследовании	
2	Количество шурфов, где состояние изоляционного покрытия визуально проверялось	
3	Результаты проверки изоляционного покрытия, выполненного шурфовым осмотром:	
	толщина изоляции	
	состояние армирующей обертки	
	поверхность изоляции (гладкая, сморщенная, бугристая, продавлена по бокам, снизу, сверху)	
4.	Характер повреждений: (проколы, порезы, расслаиваемость, хрупкость, осыпаемость при ударе, другие механические повреждения, произошедшие за время эксплуатации)	
	Окончательная оценка состояния изоляционного покрытия с учетом шурфовых осмотров согласно таблицам 2 и 3 приложения 33 к Порядку обследования	

4.3. Состояние металла трубы

1	Количество шурфов, в которых осматривалось состояние металла трубы, в том числе шурфов, в которых обнаружена коррозия: сильная - , очень сильная - , незначительная –	
2	Оценка состояния металла трубы выполнена согласно таблице 5 приложения 33 к Порядку обследования	

Примечание. Степень коррозии определяется согласно таблице 4 приложения 33 к Порядку обследования.

4.4. Качество сварных стыков

1	Количество утечек газа, связанных с качеством сварных соединений, с начала эксплуатации газопровода	
2	Количество дополнительно проверенных стыков согласно требованиям пункта 4.2 приложения 33 к Порядку обследования Из них признаны дефектными	
3	Оценка качества сварных стыков газопровода в баллах, выполненная согласно таблице 6 приложения 33 к Порядку обследования	

4.5. Коррозионная опасность газопровода

1	Коррозионная активность грунта (согласно акту службы защиты)	
2	Вид грунта. Уровень грунтовых вод. Грунтовые загрязнения	
3	Результаты измерений блуждающих токов. Величина электропотенциалов:	
	максимальная, по мсэ сравнения	
	минимальная, по мсэ сравнения	
4	Длина (м) анодных и знакопеременных зон в процентах к общей длине газопровода	
5	Оценка коррозионной опасности в соответствии с таблицей 8 приложения 33 к Порядку обследования	

4.6. Техническое состояние газопровода в целом

Техническое состояние газопровода (в целом) определяется по балльной системе путем суммирования оценок по каждому показателю основных критериев согласно пункту 7.1 приложения 33 к Порядку обследования (проставляется цифрами и прописью)	
---	--

Дополнительные данные _____

Предложения по дальнейшей эксплуатации

Балансодержатель

(подпись)_____
(Ф.И.О)

Руководитель группы обследования

(подпись)_____
(Ф.И.О)

Составил:

Проверил:

Дата обследования " ____ " _____ 20__ г.

Приложение 31 к Нормам и правилам в области промышленной безопасности «Порядок осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения» (пункт 11.5.7 раздела XI)

ТИПОВОЙ ПЕРЕЧЕНЬ работ, выполняемых при текущем ремонте объектов систем газоснабжения

1. Устранение мелких дефектов и утечек газа в арматуре.
2. Ремонт отдельных мест на стальных газопроводах с поврежденной изоляцией.
3. Укрепление сварных стыков на газопроводе с давлением до 0,3 МПа путем установки на стык муфт с гофрами (только для тех стыков, целостность которых не нарушена, а выявлены непровары, шлаковые включения, газовые поры).
4. Укрепление сварных стыков на газопроводе с давлением более 0,3 МПа лепестковыми муфтами (только для тех стыков, целостность которых не нарушена, а выявлены непровары, жужельные включения, газовые поры). Кроме того, лепестковой наваркой разрешено выполнять ремонт стыков газопроводов с давлением до 0,3 МПа, имеющих трещины и сквозные отверстия в виде пор.
5. Для надземных газопроводов: устранение провисания газопровода путем исправления наклона; закрепление опор и креплений; покраска труб (длиной до 50 м).
6. Упорядочение надземных знаков.
7. Устранение снежно-ледяных, кристаллогидратных закупорок с последующим удалением конденсата путем заливки растворителя в газопровод, обогрева места ледяной закупорки, шурфования газопровода и прочистки ершом.
8. Ремонт колодцев: очистка колодцев от грязи и посторонних предметов; очистка крышки и устранение перекосов и просядок; проверка, закрепление ступеней и скоб; устранение свищей и повреждений кладки в стенах колодцев; ремонт штукатурки; закладка выбоин горловин; восстановление отмостки; уплотнение крышек газовых колодцев просмоленной паклей, заливка швов люков битумом в местах возможного проникновения паводковой или талой воды.
9. Ремонт задвижек и компенсаторов: очистка от грязи; обработки червяка задвижки и его смазка; проверка и набивка сальника; проверка состояния компенсаторов; проверка исправности приводного устройства; покраска задвижек и компенсаторов.
10. Ремонт конденсатосборников, контрольных трубок и других устройств: устранение перекосов крышек коверов, проверка плотности резьбовых соединений

Продолжение приложения 31

конденсатосборников мыльной эмульсией, смазка резьбы пробок и кранов тавотом и их уплотнение с подмоткой льняной пряди; устранение повреждений оголовков стояков конденсатосборников; наращивание или обрезка выводных патрубков; ремонт или замена неисправных кранов и деталей конденсатосборников.

11. Ремонт электрозащитной установки: одна или две указанных ниже работы

- ремонт сети питания (до 20% длины кабельной питающей линии)
- ремонт выпрямительного блока;
- ремонт измерительного блока;
- ремонт корпуса и узлов крепления;
- ремонт дренажного кабеля (до 20% длины кабельной дренажной линии)
- ремонт контактного устройства на газопроводе или контуре анодного заземления;
- ремонт контура анодного и защитного заземления в объеме до 20%.

Приложение 32 к Нормам и правилам в области промышленной безопасности «Порядок осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения» (пункт 11.5.15 раздела XI)

ТИПОВОЙ ПЕРЕЧЕНЬ

работ, выполняемых при капитальном ремонте объектов систем газоснабжения

Во время капитального ремонта ОСГ выполняют:

1. Все виды работ, входящие в состав работ по текущему ремонту.

2. Замену изоляционного (или защитного) покрытия газопровода.

В случае выполнения работ по замене защитного покрытия распределительного стального подземного газопровода разрешено относить такие работы к категории работ по капитальному ремонту, если длина участка ремонтируемого газопровода составляет не менее 5 м.

3. Ремонт дефектных участков газопроводов, усиление сварных стыков участка газопровода без его замены путем применения бандажей, хомутов, муфт из металлических и композиционных материалов и тому подобное.

4. Замену участков газопроводов.

Капитальный ремонт полиэтиленовых газопроводов в случае выявления дефектов сварных стыков полиэтиленовых труб, а также в случае наличия механических повреждений трубопровода длиной более чем 35 мм выполняют путем вырезания дефектных участков и ввариванием полиэтиленовых катушек длиной не менее 500 мм или ремонтных полиэтиленовых муфт.

5. Ремонт дефектных участков полиэтиленовых газопроводов низкого и среднего давления путем их замены на стальную вставку с выполнением неразъемных соединений с полиэтиленовой трубой.

6. Замену стальной вставки в неразъемных соединениях с полиэтиленовой трубой (выполняют в случае выявления неплотности в неразъемных соединениях стальной и полиэтиленовой трубы).

7. Ремонт колодцев: ремонт кирпичной кладки с разборкой и заменой перекрытия, заменой изношенных крышек, перекладкой горловин, полное восстановление или ремонт гидроизоляции колодцев, штукатурка колодцев, замена лестницы и ходовых скоб, наращивание высоты колодцев.

8. Ремонт задвижек: разборка, замена изношенных деталей; шабровка, расточка, замена уплотнительных колец, смазка, а также полная замена изношенных задвижек.

Продолжение приложения 32

9. Ремонт конденсатосборников, КТ и других устройств: демонтаж и замена конденсатосборников, ремонт или замена коверов, установка дополнительных конденсатосборников.

10. Ремонт с заменой установок ЭХЗ, а также ремонт (замена) в объеме более 20% от общей численности контуров анодного и защитного заземлений, дренажных кабелей и кабелей питания, а также в случае одновременного выполнения двух видов таких работ:

- 1) ремонт сети питания (до 20% длины кабельной линии);
- 2) ремонт выпрямительного блока;
- 3) ремонт измерительного блока;
- 4) ремонт корпуса и узлов крепления;
- 5) ремонт дренажного кабеля (до 20% длины кабельной дренажной линии);
- 6) ремонт контактного устройства на газопроводе или на контуре анодного заземления;
- 7) ремонт контуров заземления в объеме до 20%.

11. Ремонт и замена технологического оборудования, оснащение ГРП, а также ремонт его помещения.

12. Ремонт и замена оборудования ГРПБ, ШРП, ГРУ, КДРД, узлов учета газа и электроэнергии.

Приложение 33 к Нормам и правилам в области промышленной безопасности «Порядок осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения» (пункт 5.6.1, 5.6.2, раздела V, пункт 7.1.2, 7.4, 7.6, 7.7, 7.8, раздела VI, пункт 9.2 раздела IX)

Оценка технического состояния газопроводов

1. Оценка герметичности газопроводов.

1.1. Проверку герметичности газопроводов следует осуществлять с помощью высокочувствительных газоиндикаторов с чувствительностью не менее 0,001% . При возможности отключения газопровода от сети допускается проведение проверки герметичности опрессовкой воздухом согласно требованиям СНиП 3.05.02-88 «Газоснабжение».

1.2. При определении состояния герметичности газопроводов должны учитываться утечки газа, связанные с:

- коррозионными повреждениями металла труб;
- раскрытием или разрывом сварных стыков (стальных или полиэтиленовых газопроводов), выявленные в период эксплуатации, включая и заключительное обследование.

При этом не должны учитываться утечки газа, вызванные механическими повреждениями газопровода во время строительных или ремонтных работ, которые проводились вблизи газопровода, и те, которые имеют эпизодический характер и не связаны с общим ухудшением технического состояния газопровода и утечками газа, которые произошли за время эксплуатации вследствие неплотности и повреждения в арматуре, компенсаторах, узлах и деталях конденсатосборников и других сооружениях на газопроводах, а также после возникновения чрезвычайных ситуаций (стихийные бедствия, оползни грунта, аварии и др.).

Оценка герметичности газопроводов проводится в соответствии с таблицей 1.

Таблица 1

Случаи утечек газа, связанные с коррозионными повреждениями или повреждениями сварных стыков, которые возникли с начала эксплуатации на каждом километре обследуемого газопровода (с учетом обнаруженных при обследовании)	Оценка в баллах
Свыше 2	1
Свыше 1 до 2 включительно	2
1	3
0	4

Оценка состояния герметичности газопровода, который обследуется, определяется как среднее арифметическое значений оценок, полученных для каждого километрового участка, методом интерполяции - в случае, когда участки газопровода не кратные 1 км. В случаях, когда длина участка менее 1 км, оценка (в баллах) определяется путем приведения количества случаев утечек к длине, равной 1 км.

Продолжение приложения 33

Например, длина проверяемого газопровода составляет 700 м, на нем была обнаружена одна утечка, следовательно, количество утечек, приведенных к длине 1000 м, составляет $1 \times 1000 / 700 = 1,4$, то есть этой величине в табл. 1 соответствует оценка 2 балла.

2. Оценка антикоррозионного изоляционного покрытия.

2.1. Основными критериями оценки состояния антикоррозионного изоляционного покрытия газопровода является количество, размер и характер повреждений.

Дефекты в зависимости от характера повреждений изоляционного покрытия, следует различать по двум группам:

первая - дефекты, которые произошли в период строительства от механических повреждений при транспортировке и монтаже газопроводов или некачественном устройстве подготовки постели под газопровод;

вторая - дефекты, которые произошли в процессе эксплуатации вследствие механического и химического воздействия почвы, грунтовых и других вод, а также дефекты, связанные с нарушением технологии при приготовлении и нанесении покрытий (отсутствие адгезии вследствие нарушения технологических режимов или некачественной очистки поверхности трубы, нарушение технологии приготовления мастики и пр.).

Дефекты первой группы, как правило, полностью ликвидируются при ремонте покрытия и существенно не влияют на техническое состояние изоляционного покрытия в целом.

Дефекты второй группы более опасные и, как правило, восстановление первоначальных свойств покрытия с этими дефектами невозможно. Участки газопровода с дефектами второй группы требуют полной замены изоляционного покрытия.

2.2. Оценка состояния изоляционного покрытия должна производиться в два этапа.

Первый этап заключается в определении количества повреждений изоляционного покрытия приборным методом без раскрытия газопроводов, а также при раскрытии газопроводов в шурфах, траншеях и прочее. Надтрассовое определение состояния изоляционного защитного покрытия осуществляется приборами АНПИ, ИПИТ, Спрут, АППК и т. д..

В зависимости от количества выявленных на каждые 100 м газопровода мест повреждений изоляции производится оценка в баллах состояния изоляционного покрытия в соответствии с таблицей 2.

Таблица 2

Количество мест повреждений изоляции, выявленных приборами при проверке газопровода без вскрытия грунта на каждом стометровом участке	Оценка на каждом стометровом участке
0 – 1	4
2 – 3	3
4 – 8	2
Более 8	1

Оценка в целом состояния изоляционного покрытия газопровода должна проводиться в соответствии с таблицей 3.

Таблица 3

Номер стометрового участка газопровода (№ пикета)	Оценка состояния изоляционного покрытия, баллы		
	на стометровом участке по результатам проверки приборным методом	В общем, по результатам проверки приборным методом	Общая оценка с учетом результатов шурфовых осмотров
1	2	3	4
1	a_n		
2	a_n		
3	a_n	a	A
4	a_n		
5	a_n		
...	...		
...	...		
n	a_n		

В графе 1 проставляются номера стометровых участков газопровода.

В графе 2 проставляются оценки, определенные по табл.2 для каждого проверенного стометрового участка.

Оценка состояния изоляционного покрытия газопровода в целом в баллах определяется как среднее арифметическое значений оценок, полученных для стометровых участков газопровода, по формуле:

$$a = \frac{a_1 + a_2 + a_3 + \dots + a_n}{n}$$

где $a_1, a_2, a_3, \dots, a_n$ - оценка в баллах по каждой обследованной области;

n - количество стометровых участков.

Результат проставляется в графе 3.

2.3. На втором этапе на участках, где приборным методом контроля выявлены места возможных повреждений изолирующего защитного покрытия газопровода, а также на участках газопровода, где не обнаружено повреждений защитного покрытия и отсутствуют данные шурфовых осмотров за период эксплуатации, на каждые 500 м обследуемого газопровода следует вскрыть не менее одного контрольного шурфа длиной 1,5 - 2 м. Шурфы вскрываются также в местах наибольшего повреждения изоляции, обнаруженных во время приборного обследования. Когда при шурфовом осмотре установлено, что состояние изоляционного покрытия в целом хорошее, а есть только отдельные незначительные повреждения (проколы, порезы), после ремонта, которых защитные свойства, покрытия восстанавливаются, то оценку изоляции газопровода (a) следует повысить на один балл.

Если обнаружены дефекты изоляции - такие, как хрупкость, осыпаемость и отсутствие адгезии покрытия, то оценка состояния изоляционного покрытия (a) должна быть снижена на один балл.

Участки газопровода, которые имеют изоляционные покрытия с такими дефектами, подлежат переизоляции. Общая оценка состояния изоляционного покрытия газопровода в целом, с учетом результатов шурфовых осмотров, проставляется в графе 4.

2.4. При оценке состояния изоляционного защитного покрытия определяют:

Продолжение приложения 33

- состояние внешней поверхности изоляции (гладкость, сморщенность, бугристость, наличие продавливаний по бокам, сверху, снизу)
- наличие сквозных повреждений, сдиров и пропусков изоляции, трещин, морщин и полостей и т.д.);
- тип изоляции (битумная, полимерная, усиленная, весьма усиленная и др.)
- хрупкость, трещиноватость, расслаиваемость, осыпаемость изоляции, адгезию или прилипаемость изоляции.

3. Оценка состояния металла трубы

3.1. При определении состояния металла трубы для накопления данных, проверка его должна проводиться во всех шурфах, которые вскрываются в процессе эксплуатации с целью проведения ремонта изоляции или устранения утечек газа, а также при обследовании газопровода, которое проводится с целью назначения его на ремонт или замену.

Результаты осмотров должны отражаться в паспорте технического состояния газопровода.

3.2. В актах осмотра следует отражать степень коррозии металла трубы, которая определяется в соответствии с таблицей 4.

Таблица 4

Степень коррозии	Характеристика повреждений стенки трубы
Незначительная	Металл на поверхности имеет ржавые пятна и одиночные язвы глубиной до 0,6 мм
Сильная	Поверхностная коррозия трубы с одиночными гнездовыми язвами глубиной до 30% толщины стенки трубы
Очень сильная	Коррозия стенки трубы с одиночными и гнездовыми язвами более 30% толщины стенок трубы и до сквозных коррозионных повреждений

Примечание. Гнездовыми язвами считают две или более язв, расстояние между которыми составляет не менее 10 диаметров наименьшей из язв.

3.3. Для проверки состояния металла трубы в открытом шурфе следует тщательно очистить от изоляции участок трубы длиной не менее 0,5 м и осмотреть поверхность металла трубы.

Следует иметь в виду, что места язвенного поражения металла часто забиты продуктами коррозии и выявление их возможно только при внимательном осмотре и при изъятии продуктов коррозии острым инструментом.

Для измерения глубины язв следует использовать штангельциркуль или спиральный микрометрический глубиномер.

При наличии сплошной коррозии поверхности трубы следует определить толщину стенки трубы.

3.4. Для определения толщины стенки трубы следует использовать импульсные или резонансные толщиномеры, которые позволяют проводить измерения толщины при одностороннем доступе.

Для этого могут быть использованы толщиномеры типа УТ, УИТ-Т.10 и др.

Продолжение приложения 33

3.5. Если на поверхности трубы при осмотре, который проводился в соответствии с требованиями п.3.4., обнаружена сильная или очень сильная коррозия (степень коррозии следует определять по таблице 4), то следует провести дополнительное обследование газопровода путем осмотра металла трубы в двух шурфах, вскрываемых на каждые 500 м, и в местах с наибольшими повреждениями изоляционного покрытия, которые были обнаружены приборами.

При обнаружении 5 мест с сильной и очень сильной коррозией, которые расположены на 70% длины обследуемого газопровода, газопровод подлежит замене.

Когда места с такими повреждениями расположены на длине менее 70% длины обследуемого газопровода, то замене подлежат только участки газопровода с указанными дефектами.

3.6. Общая оценка состояния внешней металлической поверхности газопровода определяется в баллах в соответствии с таблицей 5.

Газопроводы, которые получили по состоянию металла трубы оценку один балл, независимо от общей суммы баллов, полученных по другим критериям, подлежат замене.

Таблица 5

Состояние металла трубы	Оценка в баллах
Более 50% осмотренных мест имеют сильную и очень сильную коррозию трубы	1
До 50% осмотренных мест имеют сильную и очень сильную коррозию трубы	2
Незначительная коррозия	3
Коррозия отсутствует	4

4. Оценка качества сварных стыков

4.1. Контроль качества сварных стыков на действующих газопроводах проводится в случаях, если:

- в процессе эксплуатации на данном газопроводе наблюдались случаи раскрытия или разрыва сварных стыков;
- при последней проверке газопровода на герметичность установлено, что местом утечки газа является некачественный сварной стык.

Если в процессе эксплуатации на данном газопроводе разрывов сварных стыков не отмечалось, и не было зафиксировано утечек газа через них, то сварные стыки признаются пригодными и проверка их не производится.

4.2. Проверка качества сварных стыков должна проводиться в строго определенной последовательности:

- по обе стороны от каждого дефектного сварного стыка проверяется по одному прилегающему сварному стыку гамма - или рентгенографированием;
- если при просвечивании этих сварных стыков был обнаружен хотя бы один некачественный стык, то необходимо дополнительно провести проверку гамма - или рентгенографированием не менее 5% всех сварных стыков проверяемого газопровода, кроме того, все сварные стыки этого газопровода следует дополнительно проверить на герметичность путем пробуривания над каждым стыком скважины глубиной не менее 0,7 глубины заложения газопровода с проверкой загазованности скважины высокочувствительными газоиндикаторами чувствительностью 0,001%.

Продолжение приложения 33

При обнаружении загазованности в скважинах эти стыки должны быть проверены гамма - или рентгенографированием. Если загазованность в указанных скважинах не обнаружена, то стыки признаются годными.

Оценка качества сварных стыков определяется в баллах в соответствии с таблицей 6

Таблица 6

Оценка качества сварных стыков	
Качество сварных стыков	Оценка в баллах
50% и более стыков, проверенных гамма - или рентгенографированием, признаны непригодными	1
То же менее 50%	2
Стыки пригодны	3

4.3. Если установлено, что 50% и более проверенных сварных стыков являются дефектными, то проставляется оценка в один балл (дальнейшую проверку по другим показателям, характеризующим техническое состояние газопровода, проводить не обязательно, потому что газопровод назначается на перекладку).

5. Оценка коррозионного состояния газопроводов

5.1. Коррозионное состояние подземных газопроводов должно определяться:

- по результатам проверки состояния изоляционного покрытия;
- по наличию анодных и знакопеременных зон, вызванных блуждающими токами;
- по наличию защитных потенциалов на газопроводах;
- по коррозионной активности грунта.

5.2. Для оценки коррозионной опасности газопроводов следует выявить:

- участки газопроводов, находящиеся в зонах с коррозионно-опасными грунтами;
- участки газопроводов, имеющие анодные и знакопеременные потенциалы, вызванные блуждающими токами;
- зоны влияния действующих электрозащитных установок, защищающих смежные подземные сооружения.

5.3. Коррозионная агрессивность грунтов должна определяться в соответствии с таблицей 1 приложения 3 к данному Порядку.

5.4. Для выявления условий распространения блуждающих токов необходимо получить данные о потенциалах рельсов и отсасывающих пунктов относительно земли, о разнице потенциалов между «минус– шинами» тяговых подстанций.

5.5. Определение наличия блуждающих токов на действующих газопроводах следует проводить по результатам измерений разницы потенциалов между газопроводом и землей.

Изменение разности потенциалов по величине и знаку или только по величине указывает на наличие в грунте блуждающих токов.

5.6. При измерениях электропотенциалов на газопроводах через контрольно-измерительные пункты, оборудованные стальными электродами сравнения, необходимо,

Продолжение приложения 33

чтобы избежать ошибок, проводить выборочный контроль за измерениями с помощью переносных медносульфатных электродов сравнения.

При получении значительных расхождений между результатами измерений указанными электродами, измерения электропотенциалов следует проводить только с помощью медносульфатных электродов, которые должны устанавливаться в грунте рядом с контрольным проводником.

5.7. Измерение разности потенциалов между газопроводом и землей, а также величины и направлений токов в газопроводе и обработку результатов измерения следует проводить в соответствии с Регламентом ГК «Донбассгаз» «Эксплуатация, техническое обслуживание и ремонт средств ЭХЗ, комплексное приборное обследование подземных газопроводов».

5.8. Наличие на газопроводах, при воздействии на них внешней поляризации, анодных или знакопеременных зон указывает, что газопроводы подвержены коррозионной опасности независимо от величины разности потенциалов "труба-земля" и коррозионной активности грунтов.

5.9. Опасными по коррозии являются зоны на газопроводах, где под влиянием стекающего тока электротранспорта, работающего на переменном токе, наблюдается смещение разности потенциалов между трубой и медносульфатным электродом сравнения в сторону уменьшения более чем на 10 мВ по сравнению со стационарным потенциалом газопровода.

5.10. При наличии на газопроводах электрокоррозионно опасных зон следует уточнить:

- зоны действия электрозащитных установок, защищающих эти газопроводы (в том числе и режимы работы электрозащитных установок);
- пути утечки защитного тока.

Особое внимание следует обратить на наличие электроизолирующих соединений (фланцевых – ЭИФ, вставок), на газопроводах тех объектов газоснабжения, которые имеют непосредственный контакт с заземленным оборудованием и другими сооружениями (газорегуляторные пункты, котельные, жилые и общественные здания, оборудованные проточными газовыми водонагревателями и др.).

5.11. Для ориентировочного подсчета потерь защитного тока при отсутствии электроизолирующих фланцев на перечисленных в п.5.10. объектах следует пользоваться показателями из таблицы 7.

Таблица 7

Средние потери защитного тока на объектах газоснабжения, имеющих непосредственный контакт через оборудование и смежные коммуникации с землей при отсутствии электроизолирующих соединений (фланцевых – ЭИФ, вставок), на газопроводе

Объекты	Потери защитного тока, А
Газорегуляторные пункты	2 – 4
Котельные	12 – 15
Жилые и общественные здания, оборудованные газовыми водонагревателями	До 5

Продолжение приложения 33

Если при ориентировочном подсчете будут получены значительные величины потери электрозащитного тока, то необходимо проверить потери защитного тока непосредственными измерениями на указанных в п.5.10. объектах.

5.12. В зависимости от факторов, указанных в пункте 5.1, определяется объем ремонтных работ и назначается вид ремонта.

Особое внимание следует обратить на возможность уменьшения потерь защитного тока за счет электроизолирующих соединений (фланцевых – ЭИФ, вставок), возможность прерывания работы электрозащитных установок, целесообразность размещения дополнительных электрозащитных установок или изменений режимов их работы с целью полного использования мощности установок.

5.13. Общую оценку коррозионной опасности для газопроводов необходимо проводить в соответствии с таблицей 8 при наличии на газопроводах анодных и знакопеременных зон.

Таблица 8

Оценка коррозионной опасности при наличии анодных и знакопеременных зон

Наличие анодных и знакопеременных зон	Оценка в баллах
Более 50% длины газопровода	1
До 50% длины газопровода	2
Отсутствуют	3

6. Определение состояния электрохимической защиты газопроводов

6.1. Наличие или отсутствие электрохимической защиты (далее - ЭХЗ) газопроводов определяется комплексно, согласно данным организации, эксплуатирующей газопроводы, и результатами непосредственного осмотра обследуемого газопровода.

6.2. Если на обследуемом газопроводе электрохимическая защита отсутствует, то оценка А6 (пункт 7.1.) принимается минус один балл, а при наличии электрохимической защиты оценка А6 принимается как один балл.

7. Оценка технического состояния газопроводов

7.1. Оценка технического состояния газопровода определяется по балльной системе путем суммирования оценок по каждому показателю основных критериев согласно пункту 7.2. главы VII:

$$S_t = A_1 + A_2 + A_3 + A_4 + A_5 + A_6,$$

где: S_t - общая оценка в баллах;

A_1 - количество баллов, характеризующих герметичность газопровода (табл. 1);

A_3 - количество баллов, характеризующих состояние металла трубы (табл. 5);

A_4 - количество баллов, характеризующих качество сварных стыков (табл. 6);

A_5 - количество баллов, характеризующих коррозионную опасность (табл. 8);

A_6 - количество баллов, при определении которых характеризуется наличие или отсутствие электрохимической защиты (п.6.2.).

Приложение 34 к Нормам и правилам в области промышленной безопасности «Порядок осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения» (пункт 10.3 раздела X)

Порядок ведения, хранения и использования паспорта технического состояния газопроводов

1. Паспорт технического состояния газопроводов является техническим документом, в котором на основе объективных данных обследования содержатся периодически уточняемые выводы о пригодности или непригодности газопроводов к дальнейшей эксплуатации, и ведется по форме согласно приложениям 26 – 30 настоящего Порядка.

2. Паспортизации технического состояния подлежат распределительные газопроводы населенных пунктов с давлением газа до 1,2 МПа предприятий, учреждений и организаций независимо от подчинения и форм собственности и газопроводы-вводы государственной формы собственности.

3. Целью паспортизации газопроводов является создание единой системы учета и мониторингового контроля за состоянием газопроводов для возможности оперативного выявления характерных изменений и повреждений на газовых сетях, отслеживание интенсивности разрушительных процессов, выявления реального состояния газопроводов и сооружений на них.

4. Паспорт, на основании данных полного обследования для определения технического состояния газопровода и сооружений на нем, заполняет балансодержатель с участием представителей СПГХ или других специализированных организаций.

5. Когда обследование выполняется СПГХ или других специализированных организаций на договорных условиях, финансирование этих работ осуществляется за счет балансодержателя.

6. Достоверность данных, занесенных в паспорт, подтверждается подписью балансодержателя объекта и представителей СПГХ или других специализированных организаций, проводивших обследование.

7. Паспорт составляется в двух экземплярах, один из которых хранится у балансодержателя, второй - в подразделении СПГХ или специализированной организации, которое проводило паспортизацию. Если обследованием выявлено, что газопровод (или его отдельные участки) получили общую оценку технического состояния ниже указанной в приложениях 14, 15, то они подлежат капитальному ремонту или замене.

8. Изменения технического состояния газопроводов и сооружений на них, которые были зафиксированы последующими обследованиями, заносят в паспорт в виде дополнений (с указанием даты обследования), которые свидетельствуют подписями балансодержателя и лиц, ответственных за обследование, в результате которого были обнаружены указанные изменения.

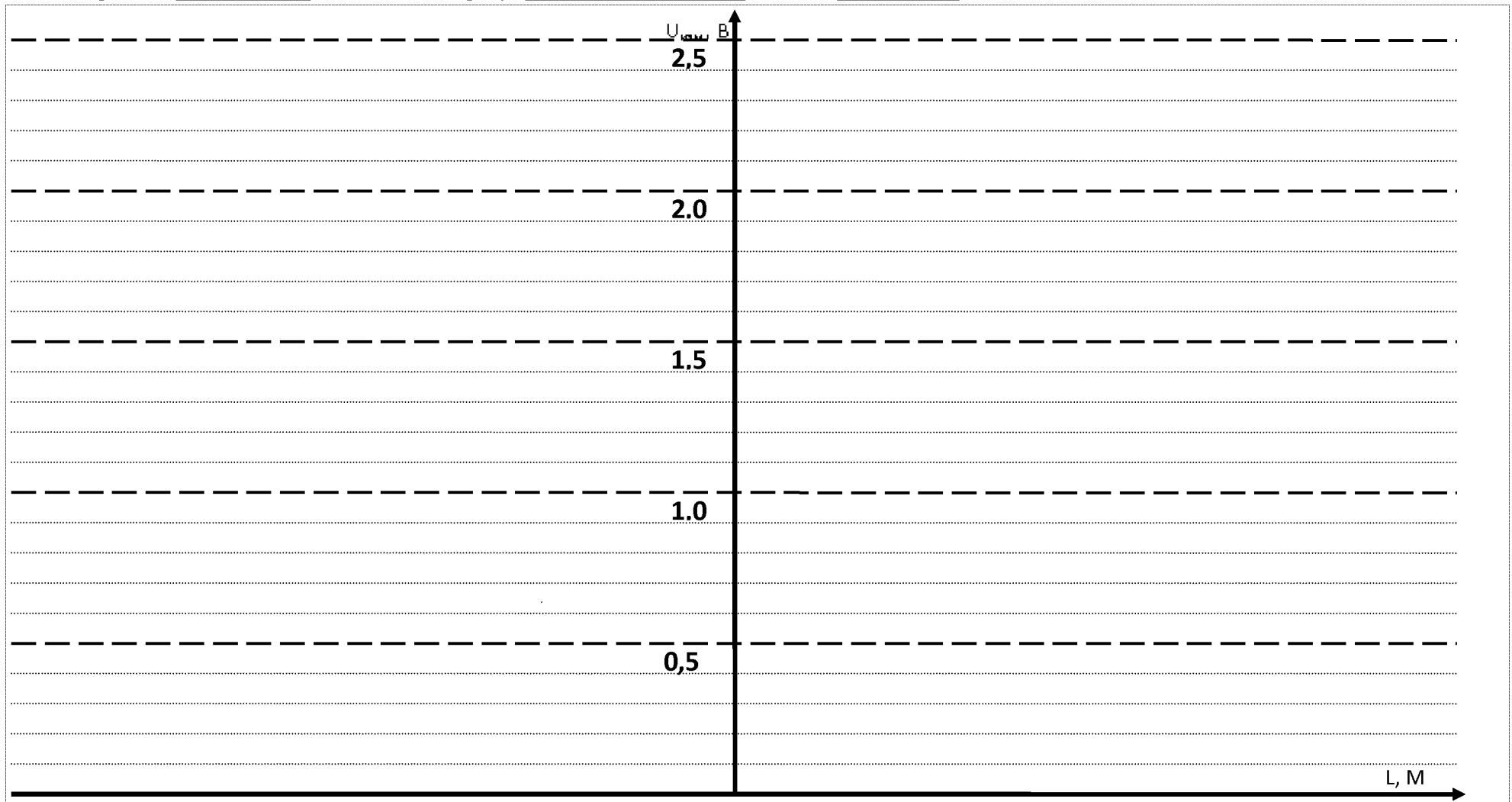
9. Балансодержатель предприятия должен внести в паспорта изменения не позднее чем через месяц после окончания обследования.

10. К паспорту обязательно прилагаются акты проверки технического состояния газопровода с комплектом документов согласно пунктам 9 и 10 раздела IX настоящего Порядка.

11. Периодичность следующих после паспортизации обследований газопровода определена пунктами 5.12.-5.14. главы V настоящего Порядка или необходимостью внепланового обследования, если она возникла в связи с чрезвычайной ситуацией, которая вызвала изменения в техническом состоянии газопровода.

Потенциальная диаграмма эффективности работы установки катодной защиты
на газопроводе _____ давления по адресу: _____ инв. № _____

Условные обозначения



Выполнил: _____

Потенциальная диаграмма эффективности работы установки катодной защиты
на газопроводе _____ давления по адресу: _____ инв. № _____

Условные обозначения



Выполнил: _____

Потенциальная диаграмма эффективности работы установки дренажной защиты
на газопроводе _____ давления по адресу: _____ инв. № _____

Условные обозначения



Выполнил: _____

Приложение 36 к Нормам и правилам в области промышленной безопасности «Порядок осмотра, обследования, оценки и паспортизации технического состояния, осуществления предупредительных мер для безаварийной эксплуатации систем газоснабжения» (пункты 3.6.12, 11.5.12)

г. _____

_____ 20 ____ г.

А К Т на скрытые работы

Мы, нижеподписавшиеся, представитель заказчика _____

Представитель эксплуатирующей организации _____

и производитель работ _____

произвели осмотр выполненных работ по устройству _____

в здании, сооружении _____

по адресу _____

района _____

При этом установили _____

(описание выполненной конструкции)

(вид и качество приемных материалов)

(оценка качества работ)

На основании вышеизложенного разрешается производство последующих работ.

Представитель заказчика

(подпись)

(ФИО)

**Представитель эксплуатирующей
организации**

(подпись)

(ФИО)

Производитель работ

(подпись)

(ФИО)

А К Т
приемки строительно-монтажных работ
по устройству установок электрохимической защиты

г. _____ 20 г.

Комиссия в составе представителей:

От строительно-монтажной организации: _____

(наименование организации, должность, Ф.И.О)

от заказчика: _____

(наименование организации, должность, Ф.И.О)

от эксплуатирующей организации: _____

(наименование организации, должность, Ф.И.О)

Составили настоящий акт о том, что _____

(наименование установки ЭХЗ)

на газопроводе по адресу: _____

(наименование проектной организации, № проекта и наименование объекта)

выполнена в соответствии с проектом

Комиссии были предъявлены следующие узлы строительно-монтажных работ.

1. КАБЕЛЬНЫЕ ПРОКЛАДКИ.

Кабель марки _____ уложен в траншее на глубину
_____ м, длину _____ м

и защищен _____
(покрыт кирпичом, в трубах и т.д.)

2. АНОДНОЕ ЗАЗЕМЛЕНИЕ.

а) электроды заземления выполнены из _____

(материал, проф., сеч.)

длиной _____ м в количестве _____ шт. _____
(с обсыпкой или без обсыпки)

расстояние между электродами _____ м

диаметр скважины _____ мм;

б) соединительная полоса (кабель) выполнена из _____

(материал, профиль, сечение)

длиной _____ м, на глубине _____ м _____
(в обсыпке или изолированы)

Места приварки соединительной полосы (кабеля) к электродам изолированы _____

в) общее сопротивление растеканию _____ Ом.

3. КОНТАКТНЫЕ УСТРОЙСТВА.

а) Контакт соединительного кабеля с защищаемым сооружением выполнен в соответствии с чертежами проекта _____

(№ чертежа)

Б) Контакт с ПССГ осуществлен путем _____
(сварки, болтового соединения)

б) Место контакта изолировано _____
(материал изоляции)

4. ЭЛЕКТРОМОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ.

Установка _____
(катодная станция, дренаж)

питается от линии переменного тока напряжением _____ В

и установлена на _____
(место крепления и установки)

Электропроводка переменного тока выполнена _____
(марка, сечение, длина, кабели, проводка)

Монтаж проводки осуществлен _____
(по фасаду, в подвале, в земле)

Отключающее устройство выполнено _____

Сопротивление изоляции кабеля _____ МОм

5. Замечания по строительно-монтажным работам

**Представитель
строительно-монтажной
организации**

(должность, подпись, инициалы, фамилия)

МП

**Представитель
заказчика**

(должность, подпись, инициалы, фамилия)

МП

**Представитель
эксплуатирующей
организации**

(должность, подпись, инициалы, фамилия)

МП

А К Т
приемки строительно-монтажных работ
по устройству протекторных установок

г. _____

“ _____ ” _____ 20 г.

Комиссия в составе представителей:

строительно-монтажной организации _____

(название организации, должность, инициалы, фамилия)

заказчика _____

(название организации, должность, инициалы, фамилия)

эксплуатирующей организации _____

(название организации, должность, инициалы, фамилия)

составили настоящий акт в том, что _____

(тип протектора или группы протекторов)

на газопроводе по адресу _____

выполнен в соответствии с проектом _____

(название проектной организации)

Присоединение к защищаемому сооружению выполнено _____

(непосредственно, контрольно-измерительный пункт)

Место присоединения протектора (или протекторов) к ПССГ изолировано _____

(материал изоляции)

Перед подключением к защищаемому сооружению выполнены измерения:

- потенциала газопровода относительно земли: $E_{ИЗМмакс}$ _____ В, $E_{ИЗМмин}$ _____ В, $E_{ИЗМср}$ _____ В;- потенциала протектора относительно земли: $E_{ИЗМмакс}$ _____ В, $E_{ИЗМмин}$ _____ В, $E_{ИЗМср}$ _____ В.

После подключения протектора (или протекторов) к защищаемому сооружению выполнены измерения:

- потенциала газопровода относительно земли: $E_{ИЗМмакс}$ _____ В, $E_{ИЗМмин}$ _____ В, $E_{ИЗМср}$ _____ В;

- электрического тока в замкнутой цепи «протектор-ПССГ»:

 I_{max} _____ мА, I_{min} _____ мА, $I_{ср}$ _____ мА.

Замечания по выполнению строительно-монтажных работ по устройству протекторных установок _____

Работы выполнены в соответствии с проектом и требований действующих норм, правил, обеспечивают защиту трубопроводов длиной _____ м; диаметром _____ мм. Протекторные установки рекомендуются для засыпки и приемки в эксплуатацию.

**Представитель
строительно-монтажной
организации**

(должность, подпись, инициалы, фамилия)

МП

**Представитель
заказчика**

(должность, подпись, инициалы, фамилия)

МП

**Представитель
эксплуатирующей
организации**

(должность, подпись, инициалы, фамилия)

МП

А К Т

наладки установок электрохимической защиты.

г. _____

“ _____ ” _____ 20 г.

Комиссия в составе представителей:

Строительно-монтажной организации _____

(название организации, должность, инициалы, фамилия)

Заказчика _____

(название организации, должность, инициалы, фамилия)

Пуско-наладочной организации _____

(название организации, должность, инициалы, фамилия)

Эксплуатирующей организации _____

(название организации, должность, инициалы, фамилия)

Проектной организации _____

Составила настоящий акт в том, что выполнена наладка _____

(название установки ЭХЗ)

на газопроводе по адресу: _____

выполненной по проекту: _____

(название проектной организации, № проекта и название объекта)

В процессе наладки выполнены следующие работы:

1. Установлены рабочие параметры установки:

- выпрямленный ток _____ А;

- выпрямленное напряжение _____ В;

- сопротивление замкнутой цепи _____ Ом.

- потенциал газопровода относительно земли в месте присоединения дренажного кабеля
 $E_{\text{ИЗМ макс}}$ _____ В; $E_{\text{ИЗМ мин}}$ _____ В; $E_{\text{ИЗМ ср}}$ _____ В;

- потенциал газопровода относительно земли в контрольных точках в пределах зоны защиты:

Т.1. _____ $E_{\text{ИЗМ макс}}$ _____ В; $E_{\text{ИЗМ мин}}$ _____ В; $E_{\text{ИЗМ ср}}$ _____ В;

Т.2. _____ $E_{\text{ИЗМ макс}}$ _____ В; $E_{\text{ИЗМ мин}}$ _____ В; $E_{\text{ИЗМ ср}}$ _____ В;

Т.3. _____ $E_{\text{ИЗМ макс}}$ _____ В; $E_{\text{ИЗМ мин}}$ _____ В; $E_{\text{ИЗМ ср}}$ _____ В;

Т.4. _____ $E_{\text{ИЗМ макс}}$ _____ В; $E_{\text{ИЗМ мин}}$ _____ В; $E_{\text{ИЗМ ср}}$ _____ В;

Т.5. _____ $E_{\text{ИЗМ макс}}$ _____ В; $E_{\text{ИЗМ мин}}$ _____ В; $E_{\text{ИЗМ ср}}$ _____ В;

2. Установлена защитная зона установки _____
 _____ М.

РЕШЕНИЕ КОМИССИИ

Установка катодной защиты _____

 (наименование установки)

работает в оптимальном режиме и обеспечивает защитный потенциал на участке газопровода в соответствии с проектом.

**Представитель
 строительно-монтажной
 организации**

 (должность, подпись, инициалы, фамилия)

МП

**Представитель
 пуско-наладочной
 организации**

 (должность, подпись, инициалы, фамилия)

МП

**Представитель
 заказчика**

 (должность, подпись, инициалы, фамилия)

МП

**Представитель
 эксплуатирующей
 организации**

 (должность, подпись, инициалы, фамилия)

МП

**Представитель проектной
организации**

(Должность, подпись, инициалы, фамилия)

МП

АКТ
приемки электрозащитной установки
в эксплуатацию

г. _____

“ _____ ” _____ 20 г.

Комиссия в составе представителей:

заказчика _____

(наименование организации, должность, инициалы, фамилия)

строительно-монтажной организации _____

(наименование организации, должность, инициалы, фамилия)

эксплуатирующей организации _____

(наименование организации, должность, инициалы, фамилия))

ознакомившись с технической документацией, осмотрев все узлы электрозащитной установки _____

(тип установки ЭХЗ)

смонтированной на _____

(стена, опора, фундамент)

по адресу: _____

установила следующее:

1. Электрозащитная установка _____ защита выполнена по проекту
(дренажная, катодная)

(наименование проектной организации, № проекта и название объекта)

(указать отклонения от проекта)

2. Общая протяженность защищаемых сетей _____

В том числе: _____

3. Характеристика узлов защиты:

а) оборудование _____ (шт)
(тип)б) кабель _____
(марка, сечение, длина)

- в) анодное заземление _____
(характеристика величины сопротивления растекания)
- г) опорные пункты _____
(количество и на каких сооружениях)
- д) перемычки между _____
- е) заземление электрозащитной установки _____
(способ, величина, сопротивление растеканию)
- ж) прочие устройства _____

4. Данные режима работы электрозащитной установки:

- а) величина тока (общая) _____
- б) величина тока в перемычках _____
- в) напряжение источника _____
- г) сопротивление _____

5. Замечания по монтажу и наладке электрозащитной установки: _____

6. Комиссия постановила электрозащитную установку принять в эксплуатацию с

_____ 20 ____ г.

**Представитель
строительно-монтажной
организации**

(должность, подпись, инициалы, фамилия)

МП

**Представитель
эксплуатирующей
организации**

(должность, подпись, инициалы, фамилия)

МП

**Представитель
заказчика**

(должность, подпись, инициалы, фамилия)

МП