

**АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ»**

стандарт организации

Защита от коррозии

**МОНИТОРИНГ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СИСТЕМЫ
ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ СЕТЕЙ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ.
ПРИБОРНОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ ПОДЗЕМНЫХ СТАЛЬНЫХ
ГАЗОПРОВОДОВ НА УЧАСТКАХ ПЕРЕСЕЧЕНИЯ ВОДНЫХ
ПРЕГРАД, ЖЕЛЕЗНЫХ И АВТОМОБИЛЬНЫХ ДОРОГ**

СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 9.4-1-2021

Издание официальное

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

2021

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН Акционерным обществом «Головной научно-исследовательский и проектный институт по распределению и использованию газа «Гипрониигаз» (АО «Гипрониигаз»)

2 ВНЕСЕН Акционерным обществом «Газпром газораспределение» (АО «Газпром газораспределение»)

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Распоряжением ООО «Газпром межрегионгаз» – Управляющей организации АО «Газпром газораспределение» от 20.07.2021 № 81-Р/52

4 ВЗАМЕН СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 9.4-1-2013

АО «Газпром газораспределение», 2021

Распространение настоящего стандарта осуществляется в соответствии с действующим законодательством и соблюдением правил, установленных АО «Газпром газораспределение»

Содержание

1	Область применения.....	1
2	Нормативные ссылки.....	2
3	Термины, определения и сокращения.....	4
4	Общие положения.....	5
5	Организация проведения приборного обследования	7
6	Методы приборного обследования. Оборудование и технические средства для проведения приборного обследования	9
7	Проведение приборного обследования.....	11
8	Обработка результатов измерений и оформление Технического отчета	25
9	Обеспечение безопасного проведения работ при приборном обследовании.....	28
Приложение А	(рекомендуемое) Алгоритм контроля состояния подземных переходов газопроводов под автомобильными, железными дорогами и трамвайными путями	31
Приложение Б	(рекомендуемое) Форма протокола результатов контроля подземных переходов газопроводов под автомобильными и железными дорогами при отсутствии контакта «газопровод-футляр».....	32
	Библиография.....	33

СТАНДАРТ АО «ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ»

Защита от коррозии**МОНИТОРИНГ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СИСТЕМЫ
ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ СЕТЕЙ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ.
ПРИБОРНОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ ПОДЗЕМНЫХ СТАЛЬНЫХ
ГАЗОПРОВОДОВ НА УЧАСТКАХ ПЕРЕСЕЧЕНИЯ ВОДНЫХ
ПРЕГРАД, ЖЕЛЕЗНЫХ И АВТОМОБИЛЬНЫХ ДОРОГ**

Дата введения: 2021-08-02

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает общие требования к организации и выполнению приборного обследования подземных стальных газопроводов сетей газораспределения, транспортирующих природный газ по ГОСТ 5542 с номинальным давлением газа не более 1,2 МПа и сжиженные углеводородные газы по ГОСТ 20448 и ГОСТ Р 52087 с номинальным давлением насыщенных паров не более 1,6 МПа при температурах от минус 40 °С до 40 °С (далее – подземные стальные газопроводы), на участках пересечения с несудоходными водными преградами, трамвайными путями, железными и автомобильными дорогами и входит в состав документов комплекса стандартов «Защита от коррозии» Системы стандартизации АО «Газпром газораспределение».

1.2 Настоящий стандарт разработан в соответствии с ГОСТ Р 1.0, ГОСТ Р 1.4, СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 1.1 и СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 9.0-0.

1.3 Положения настоящего стандарта обязательны для применения структурными подразделениями ООО «Газпром межрегионгаз» – Управляющей организации АО «Газпром газораспределение» и организациями, входящими в группу лиц АО «Газпром газораспределение»

(в том числе филиалы и дочерние и зависимые организации) (далее – Общество) при проведении приборного обследования подземных стальных газопроводов на участках пересечения с несудоходными водными преградами, трамвайными путями, железными и автомобильными дорогами.

1.4 Методы приборного обследования, предусмотренные настоящим стандартом, могут быть применены как дополнительные при техническом обследовании подземных стальных газопроводов на участках пересечения с судоходными водными преградами.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 9.008 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия металлические и неметаллические неорганические. Термины и определения

ГОСТ 9.602 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии

ГОСТ 5272 Коррозия металлов. Термины

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

ГОСТ 20448 Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления. Технические условия

ГОСТ Р 1.0 Стандартизация в Российской Федерации. Основные положения

ГОСТ Р 1.4 Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения

ГОСТ Р 52087 Газы углеводородные сжиженные топливные. Технические условия

ГОСТ Р 53865 Системы газораспределительные. Термины и определения

ГОСТ Р 54982 Системы газораспределительные. Объекты сжиженных

углеводородных газов. Общие требования к эксплуатации.

Эксплуатационная документация

ГОСТ Р 54983 Системы газораспределительные. Сети газораспределения природного газа. Общие требования к эксплуатации.

Эксплуатационная документация

ГОСТ Р 57190 Заземлители и заземляющие устройства различного назначения. Термины и определения

СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 1.1 Система стандартизации АО «Газпром газораспределение». Стандарты АО «Газпром газораспределение». Порядок разработки, утверждения, учета, изменения и отмены

СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 8.3 Стандарты в области промышленной и пожарной безопасности, охраны труда, охраны окружающей среды и экологии. Технические требования к средствам индивидуальной защиты работников АО «Газпром газораспределение», его дочерних и зависимых обществ

СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 9.0-0 Защита от коррозии. Защита сетей газораспределения от коррозии. Основные положения

СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 9.2-1 Защита от коррозии. Электрохимическая защита. Основные технические требования к электрохимической защите сетей газораспределения от коррозии

Примечание – При использовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования – на официальном сайте федерального органа исполнительной власти в сфере стандартизации в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячно издаваемого информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия).

Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины, определения и сокращения

3.1 В настоящем стандарте применены термины в соответствии с ГОСТ 9.008, ГОСТ 5272, ГОСТ Р 53865 и ГОСТ Р 57190, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 блуждающий ток: Электрический ток, протекающий вне предназначенной для него цепи.

3.1.2 индуцированный ток: Переменный электрический ток, протекающий в стальном сооружении, обусловленный наведенным (индуцированным) напряжением, возникающим в нем вследствие электромагнитного влияния высоковольтных воздушных линий электропередачи или других источников электромагнитных полей.

3.1.3 исправное состояние перехода газопровода: Состояние, при котором переход газопровода соответствует всем требованиям нормативной, технической и проектной документации.

3.1.4 контрольно-измерительный пункт; КИП: Устройство для контроля параметров электрохимической защиты и/или коммутации средств электрохимической защиты с возможностью контроля коррозионных процессов.

3.1.5 неисправное состояние перехода газопровода: Состояние, при котором переход газопровода не соответствует хотя бы одному требованию нормативной, технической или проектной документации.

3.1.6 переход газопровода: Стальной газопровод, проложенный на участке пересечения с естественной или искусственной преградой.

3.1.7 подводный переход: Стальной газопровод, проложенный на участке пересечения водной преграды, как правило, с заглублением в дно

водоема или водотока.

3.1.8 подземный переход: Стальной газопровод, проложенный в грунте на участке пересечения трамвайных путей, железных и автомобильных дорог.

3.1.9 приборное обследование перехода газопровода: Оценка технического состояния перехода подземного стального газопровода на участке пересечения с естественной или искусственной преградой, с использованием средств измерений и приборов контроля.

3.1.10 система телемеханики электрохимической защиты; СТМ ЭХЗ: Часть автоматизированной системы управления технологическим процессом распределения газа, представляющая собой совокупность устройств пунктов управления и контролируемых пунктов, периферийного оборудования, необходимых линий и каналов связи, предназначенных для совместного выполнения телемеханических функций.

3.1.11 система электрохимической защиты: Комплекс средств электрохимической защиты, установленных на подземном стальном сооружении и обеспечивающих его защиту от коррозии.

3.1.12 средства электрохимической защиты: Технические устройства, применяемые для катодной поляризации подземных стальных сооружений.

Примечание – К средствам электрохимической защиты относятся: установки катодной защиты, установки дренажной защиты, протекторные установки (гальванические аноды).

3.2 В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

МЭС – медно-сульфатный электрод сравнения;

ТОиР – техническое обслуживание и ремонт;

ЭХЗ – электрохимическая защита.

4 Общие положения

4.1 Работы по приборному обследованию переходов газопроводов

выполняют по утвержденному плану-графику в соответствии с ГОСТ Р 54982 и ГОСТ Р 54983.

4.2 Приборное обследование перехода газопровода, предусмотренное настоящим стандартом, допускается не проводить при наличии на участке перехода газопровода КИП, оборудованного средствами СТМ ЭХЗ, позволяющими передавать на пульт управления:

- информацию о загазованности межтрубного пространства «газопровод-футляр»;
- величину разности потенциалов «газопровод-МЭС», «футляр-МЭС» и/или других измеряемых параметров в соответствии с 7.1.

Техническое состояние перехода газопровода оценивают по данным СТМ ЭХЗ.

4.3 Работы по приборному обследованию переходов газопроводов выполняют специализированные структурные подразделения Общества, имеющие:

- персонал, аттестованный в области промышленной безопасности, охраны труда и электробезопасности;
- необходимые транспортные средства, приборную технику и средства измерений;
- проектную, исполнительную и эксплуатационную документацию на переходы газопроводов и средства ЭХЗ, влияющие на защищенность газопровода от коррозии;
- отчетные материалы о предыдущих приборных обследованиях соответствующих переходов газопроводов.

Допускается выполнение работ специализированными сторонними организациями на основании соответствующих договоров.

4.4 Производственные инструкции и инструкции по охране труда разрабатывают и утверждают в Обществе в соответствии с документами по стандартизации на все виды работ, выполняемые при приборном обследовании переходов газопроводов.

4.5 Средства измерений, применяемые при проведении приборного обследования, должны содержаться в работоспособном состоянии и соответствовать требованиям, установленным законодательством Российской Федерации об обеспечении единства измерений, включая обязательные метрологические требования к измерениям, обязательные метрологические и технические требования к средствам измерений, а также обязательным требованиям, установленным законодательством Российской Федерации о техническом регулировании. Сведения о применяемом оборудовании отражают в техническом отчете по приборному обследованию перехода газопровода (далее – Технический отчет).

4.6 Результаты приборного обследования должны содержать достаточные сведения для оценки фактического состояния перехода газопровода и быть основанием для разработки мероприятий по обеспечению безаварийной работы обследуемого объекта и прогнозирования его технического состояния.

4.7 Отклонения от требований нормативных и технических документов, выявленные в процессе приборного обследования переходов газопроводов, должны незамедлительно доводиться до соответствующих структурных подразделений и руководства Общества для принятия решений об их устранении.

4.8 Внеплановое приборное обследование стальных подземных газопроводов на участках перехода газопровода проводят в случае выявления новых источников блуждающих и индуцированных токов в случаях, предусмотренных ГОСТ Р 54983.

5 Организация проведения приборного обследования

5.1 Приборное обследование переходов газопроводов состоит из трех этапов:

- организационного;
- технического;

- аналитического.

5.2 Организационный этап включает в себя назначение исполнителя работ, определение состава, квалификации членов бригады и перечня необходимого оборудования, сроков проведения приборного обследования, а также проведение анализа проектной, исполнительной и эксплуатационной документации по обследуемому объекту.

5.2.1 В состав документации, необходимой для проведения анализа, входят:

- исполнительная схема перехода газопровода с указанием способа его прокладки (наклонно-направленное бурение, продавливание, заглубление и т.п.), а также вида и типа защитного покрытия;

- схема размещения средств ЭХЗ, оказывающих влияние на защищенность перехода газопровода от коррозии, с указанием границ зоны защиты установок ЭХЗ и значений потенциала на защищаемых газопроводах в опорных точках измерения;

- эксплуатационные паспорта установок ЭХЗ;

- журналы контроля работы установок ЭХЗ;

- результаты мониторинга технического состояния обследуемого объекта;

- документация по предыдущим приборным обследованиям перехода газопровода и сведения о реализации мероприятий, выполненных по результатам этих обследований.

5.2.2 По результатам рассмотрения документации:

- уточняют состав работ;

- определяют методы выполнения приборного обследования перехода газопровода.

5.3 На техническом этапе приборного обследования проверяют исправность приборов и инструментов, проводят инструктаж членов бригады и выполняют работы по приборному обследованию перехода газопровода, включая необходимые электрические измерения на средствах ЭХЗ.

5.4 Аналитический этап приборного обследования включает оценку результатов электрических измерений приборного обследования перехода газопровода, проведенного в соответствии с 5.3, и сопоставление результатов с информацией, полученной при изучении документации, указанной в 5.2.1.

5.5 Результаты выполнения приборного обследования перехода газопровода и рекомендации по дальнейшей его эксплуатации оформляют Техническим отчетом.

6 Методы приборного обследования. Оборудование и технические средства для проведения приборного обследования

6.1 Приборное обследование переходов газопроводов на участках пересечения с трамвайными путями, железными и автомобильными дорогами проводят с целью определения наличия/отсутствия контактов «газопровод-футляр» и оценки их текущего технического состояния.

6.2 Наличие/отсутствие контакта «газопровод-футляр» определяют при выполнении одного из следующих измерений (или их сочетанием):

а) значения потенциалов газопровода и стального футляра (далее – футляр) относительно МЭС с использованием вольтметра (мультиметра), самопишущего (регистрирующего) измерительного прибора с входным сопротивлением не менее 1 МОм;

б) величины силы тока, протекающего от внешнего источника постоянного тока между контрольным выводом от газопровода и контрольным выводом от футляра, с использованием амперметра;

в) смещения потенциалов футляра и газопровода относительно МЭС при катодной поляризации газопровода с использованием вольтметра (мультиметра), самопишущего (регистрирующего) измерительного прибора.

6.3 Определение места металлического контакта «газопровод-футляр» осуществляют следующими методами:

а) расчетом длины участка от контрольного вывода газопровода до места контакта, путем определения электрических сопротивлений футляра

или участка газопровода в футляре между контрольными выводами по результатам измерений, выполненных с использованием источника постоянного тока, реостата и амперметра с пределом измерений до 20 А;

б) измерением сопротивления электрической цепи «газопровод-футляр» с обоих концов футляра с использованием омметра, позволяющего измерять малые величины сопротивлений с точностью до 0,01 Ом, с последующим расчетом длины участка футляра от контрольного вывода до места контакта;

Примечание – Методы могут быть реализованы только при наличии КИП с контрольными выводами от газопровода и от футляра с обеих сторон перехода.

в) определением места затухания сигнала переменного тока низкой частоты от генератора, подключенного к контрольным выводам от газопровода и от футляра.

6.4 Приборное обследование перехода газопровода на участке пересечения с водной преградой проводят с целью оценки его текущего технического состояния и защищенности газопровода от коррозии.

6.5 Контроль защитного покрытия перехода газопровода на участке пересечения с водной преградой осуществляют следующими методами:

а) оценкой состояния защитного покрытия с использованием аппаратуры для нахождения трассы и повреждений защитного покрытия;

б) расчетом величины и определением направления постоянного тока в газопроводе.

Приборное обследование перехода газопровода на участке пересечения с водной преградой, при условии наличия соответствующей производственной инструкции, допускается проводить другими методами, согласованными с профильным структурным подразделением АО «Газпром газораспределение».

6.6 Защищенность от коррозии стального газопровода на участке пересечения с водной преградой оценивается по результатам измерения величины потенциалов газопровода относительно МЭС в КИП или других

доступных точках присоединения к газопроводу, расположенных с обеих сторон подводного перехода.

7 Проведение приборного обследования

7.1 Переходы газопроводов через трамвайные пути, железные и автомобильные дороги

7.1.1 Контроль состояния переходов газопроводов под автомобильными, железными дорогами и трамвайными путями проводят с периодичностью два раза в год с интервалом между обследованиями не менее 4 месяцев при проверке эффективности работы установок ЭХЗ в соответствии с ГОСТ 9.602.

Примечание – Участки стальных газопроводов, проложенные без футляра или в футляре из полиэтилена, не подлежат контролю по 6.2.

7.1.2 Перед проведением электрических измерений на переходе газопровода выполняют следующие работы:

- определение наличия КИП и контрольных выводов, проверка их исправности и маркировки;
- отключение средств и устройств ЭХЗ футляра (при наличии).

7.1.3 Алгоритм контроля состояния подземных переходов газопроводов под автомобильными, железными дорогами и трамвайными путями приведен в приложении А.

7.1.3.1 При контроле подземных переходов по перечислению а) 6.2 измерения потенциалов газопровода (ΔU_{Γ}) и футляра (ΔU_{Φ}) относительно переносного МЭС выполняют в следующей последовательности:

- медно-сульфатный электрод сравнения располагают над осью газопровода за пределами границ футляра и измеряют значение ΔU_{Γ} ;
- медно-сульфатный электрод сравнения располагают над осью футляра и измеряют значение ΔU_{Φ} ;
- сравнивают результаты измерений ΔU_{Γ} и ΔU_{Φ} .

Наличие/отсутствие электролитического и металлического контакта

между газопроводом и футляром определяют по разности между измеренными значениями потенциалов ΔU_{Γ} и ΔU_{Φ} , В:

- при $\Delta U_{\Gamma} - \Delta U_{\Phi} \geq 0,3$ – отсутствует;
- при $\Delta U_{\Gamma} - \Delta U_{\Phi} < 0,3$ – возможен.

7.1.3.2 Для определения наличия/отсутствия электролитического и металлического контакта между газопроводом и футляром (при $\Delta U_{\Gamma} - \Delta U_{\Phi} < 0,3$) проводят измерения величины силы тока между газопроводом и футляром по перечислению б) 6.2.

Электрическая схема для измерения величины силы тока между газопроводом и футляром ($I_{\Gamma-\Phi}$) состоит из:

- источника постоянного тока напряжением 6 В;
- токоограничивающего резистора сопротивлением 2 – 4 Ом;
- амперметра с пределом измерений до 20 А.

Оценку результатов измерения осуществляют по следующим значениям величины силы тока $I_{\Gamma-\Phi}$, А:

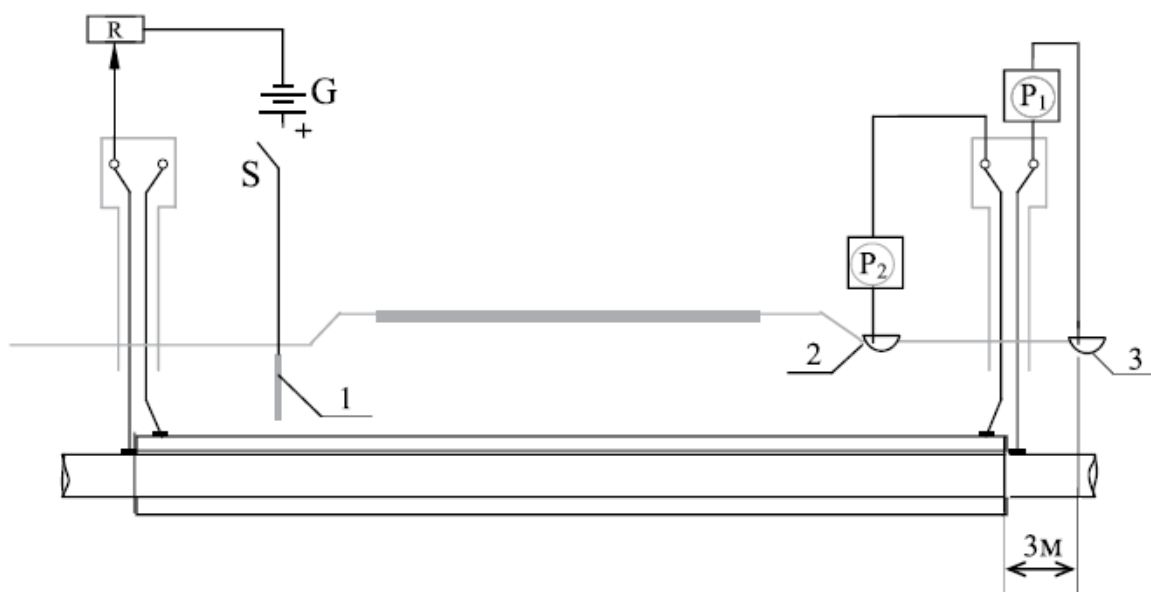
- при $I_{\Gamma-\Phi} > 1$ – существует металлический контакт между газопроводом и футляром;
- при $1 \geq I_{\Gamma-\Phi} \geq 0,25$ – возможен электролитический контакт между газопроводом и футляром;
- при $I_{\Gamma-\Phi} < 0,25$ – отсутствует электролитический и металлический контакт между газопроводом и футляром.

7.1.3.3 Для определения наличия/отсутствия электролитического контакта «газопровод-футляр» (при $1 \geq I_{\Gamma-\Phi} \geq 0,25$) проводят измерения величины смещения потенциала газопровода и футляра катодной поляризацией по перечислению в) 6.2.

Схема электрических соединений для определения наличия/отсутствия контакта «газопровод-футляр» измерением смещения потенциала газопровода катодной поляризацией приведена на рисунке 1.

В качестве источника постоянного тока допускается использовать аккумуляторную батарею напряжением до 12 В или ближайшую к переходу станцию катодной защиты с плавным регулированием выходного тока. При использовании аккумуляторной батареи величину электрического сопротивления реостата подбирают опытным путем.

Временный анодный заземлитель (см. рисунок 1, позиция 1), в качестве которого используют стальной электрод, заглубляют в грунт над футляром у обочины дороги или подножия насыпи.



1 – временный анодный заземлитель; 2, 3 – МЭС; G – источник постоянного тока;
R – реостат; S – выключатель; P₁ – вольтметр, регистрирующий потенциал газопровода;
P₂ – вольтметр, регистрирующий потенциал футляра

Рисунок 1 – Схема электрических соединений для определения наличия/отсутствия контакта «газопровод-футляр» измерением смещения потенциала газопровода катодной поляризацией

На противоположном конце футляра газопровода располагают переносные МЭС (см. рисунок 1, позиции 2 и 3). Для измерения разности потенциалов «футляр-земля» МЭС (см. рисунок 1, позиция 2) устанавливают над футляром у обочины дороги или подножия насыпи, а для измерения разности потенциалов «газопровод-земля» МЭС (см. рисунок 1, позиция 3) устанавливают над газопроводом на расстоянии не менее 3 м от конца футляра.

Значения разности потенциалов «газопровод-земля» $\Delta U_{г1}$ и «футляр-земля» $\Delta U_{ф1}$ измеряют и записывают до включения источника постоянного тока.

Источник постоянного тока включают и регулируют величину силы тока с помощью реостата таким образом, чтобы получить отрицательное смещение потенциала «газопровод-земля» не менее, чем 0,4 В относительно МЭС, после чего повторно измеряют и записывают значения разности потенциалов «газопровод-земля» $\Delta U_{г2}$ и «футляр-земля» $\Delta U_{ф2}$.

Оценку результатов измерений осуществляют по следующим показателям:

- $\Delta U_{ф2}$ остается неизменным или изменяется в положительную сторону относительно $\Delta U_{ф1}$ – отсутствует электролитический или металлический контакт между газопроводом и футляром;

- $\Delta U_{ф2}$ изменяется в отрицательную сторону относительно $\Delta U_{ф1}$ на величину меньшую, чем $\Delta U_{г2}$ – существует электролитический контакт между газопроводом и футляром;

- $\Delta U_{ф2}$ изменяется в отрицательную сторону относительно $\Delta U_{ф1}$ на величину отклонения значения $\Delta U_{г2}$ – существует металлический контакт между газопроводом и футляром.

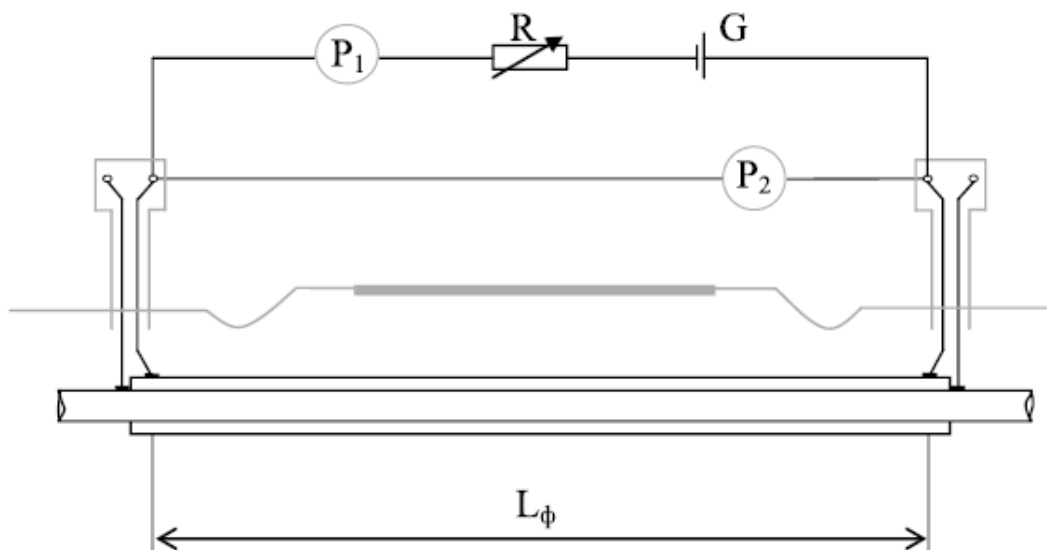
7.1.4 При обнаружении наличия контакта между газопроводом и футляром, перед началом работ по определению места металлического контакта, необходимо проверить подземный переход газопровода на наличие утечки газа.

7.1.5 Место металлического контакта между газопроводом и футляром определяется одним из методов, указанных в 6.3.

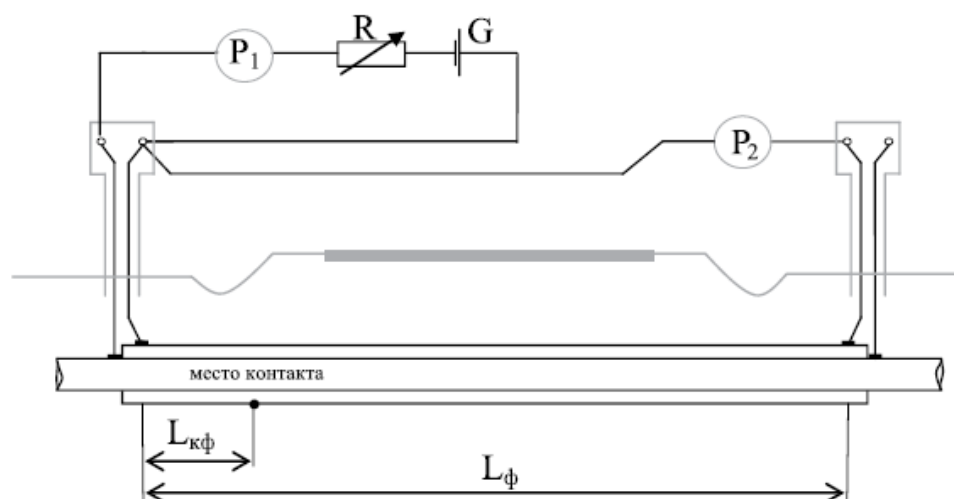
7.1.6 Место металлического контакта «газопровод-футляр» по методу, указанному в перечислении а) 6.3, определяют в следующем порядке.

7.1.6.1 Для определения места металлического контакта измерением электрического сопротивления футляра последовательно используют схемы

электрических соединений, приведенные на рисунке 2.



а – определение электрического сопротивления футляра
между контрольными выводами



б – определение электрического сопротивления участка футляра
до места металлического контакта с газопроводом

P_1 – амперметр, регистрирующий подаваемый ток; R – реостат; G – источник постоянного тока; P_2 – милливольтметр, регистрирующий величину падения напряжения на футляре; $L_ф$ – длина участка футляра между контрольными выводами; $L_{кф}$ – длина участка футляра от контрольного вывода до места контакта

Рисунок 2 – Схемы электрических соединений для определения места
металлического контакта измерением электрического сопротивления
футляра

7.1.6.2 Источник постоянного тока через реостат и амперметр подключают к контрольным выводам на обеих сторонах футляра (см. рисунок 2а).

7.1.6.3 Милливольтметром измеряют величину падения напряжения на футляре, по амперметру фиксируют протекающий по электрической цепи ток I , А, и рассчитывают электрическое сопротивление всего футляра R_{ϕ} , Ом, по формуле

$$R_{\phi} = \frac{\Delta U_{\phi}}{I} . \quad (1)$$

7.1.6.4 Измеряют расстояние между выводами от футляра и рассчитывают электрическое сопротивление одного метра футляра $R_{оф}$, Ом/м, по формуле

$$R_{оф} = \frac{R_{\phi}}{L_{\phi}} , \quad (2)$$

где L_{ϕ} – длина участка футляра между контрольными выводами, м.

7.1.6.5 Источник постоянного тока подключают к выводам от газопровода и от футляра на одном конце перехода (см. рисунок 2б).

По амперметру фиксируют протекающий по электрической цепи ток I , А, и измеряют величину падения напряжения ΔU_{ϕ} , В, на участке футляра между контрольным выводом и местом контакта. Определяют электрическое сопротивление участка футляра до места контакта $R_{кф}$, Ом, по формуле

$$R_{кф} = \frac{\Delta U_{кф}}{I} , \quad (3)$$

где $\Delta U_{кф}$ – величина падения напряжения на участке футляра между контрольным выводом и местом контакта, В.

7.1.6.6 Длину участка футляра от контрольного вывода до места контакта $L_{кф}$, м, определяют по формуле

$$L_{кф} = \frac{R_{кф}}{R_{оф}} . \quad (4)$$

7.1.6.7 В целях проверки полученного результата необходимо

повторить измерения согласно 7.1.6.3 – 7.1.6.6, подключив источник постоянного тока к контрольным выводам на другой стороне перехода.

7.1.7 Место металлического контакта «газопровод-футляр» по методу, указанному в перечислении б) 6.3, определяют в следующем порядке.

7.1.7.1 Для определения места металлического контакта измерением электрического сопротивления газопровода последовательно используют схемы электрических соединений, приведенные на рисунке 3.

7.1.7.2 Источник постоянного тока через реостат и амперметр подключают к контрольным выводам от газопровода на обеих сторонах перехода (см. рисунок 3а). Милливольтметром измеряют величину падения напряжения в газопроводе ΔU_{Γ} , В, на участке между контрольными выводами, по амперметру фиксируют протекающий по электрической цепи ток I , А, и рассчитывают электрическое сопротивление газопровода на участке перехода R_{Γ} , Ом, по формуле

$$R_{\Gamma} = \frac{\Delta U_{\Gamma}}{I} . \quad (5)$$

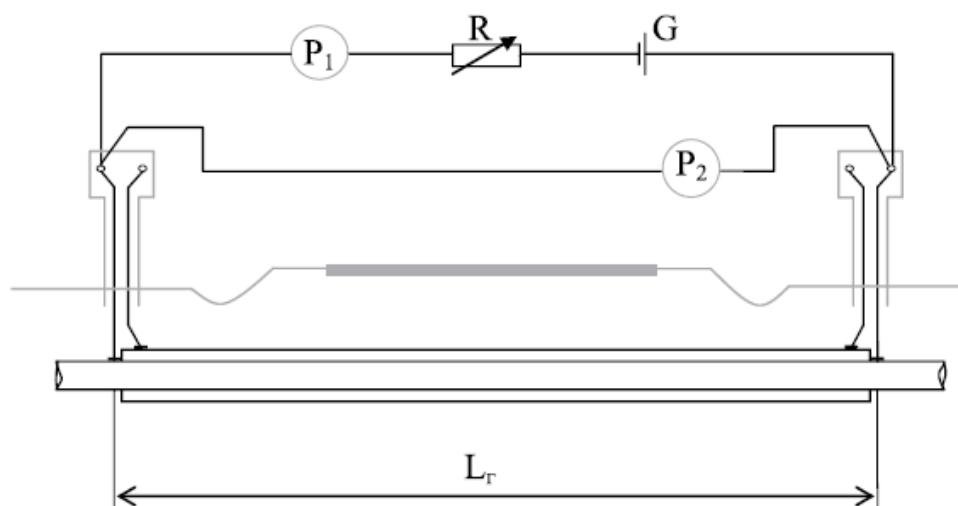
7.1.7.3 Измеряют протяженность участка газопровода между контрольными выводами и рассчитывают электрическое сопротивление одного метра газопровода $R_{ог}$, Ом/м, по формуле

$$R_{ог} = R_{\Gamma} \cdot L_{\Gamma} , \quad (6)$$

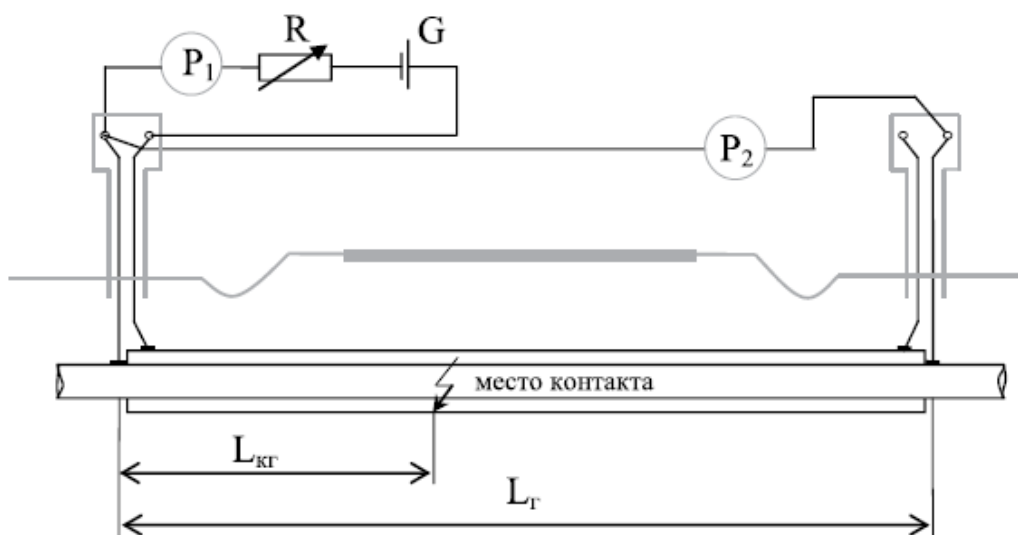
где L_{Γ} – длина участка газопровода между контрольными выводами, м.

7.1.7.4 Источник постоянного тока подключают к выводам от газопровода и от футляра на одной стороне перехода, по амперметру фиксируют протекающий по электрической цепи ток I , А, измеряют величину падения напряжения $\Delta U_{кг}$, В, на участке газопровода между контрольным выводом и местом контакта (см. рисунок 3б). Сопротивление данного участка газопровода $R_{кг}$, Ом, определяют по формуле

$$R_{кг} = \frac{\Delta U_{кг}}{I} . \quad (7)$$



а – определение электрического сопротивления газопровода между контрольными выводами



б – определение электрического сопротивления участка газопровода до места металлического контакта с футляром

P_1 – амперметр, регистрирующий подаваемый ток; R – реостат; G – источник постоянного тока; P_2 – милливольтметр, регистрирующий величину падения напряжения на газопроводе; L_{Γ} – длина участка газопровода между контрольными выводами;

$L_{кг}$ – длина участка газопровода от контрольного вывода до места контакта

Рисунок 3 – Схемы электрических соединений для определения места металлического контакта измерением электрического сопротивления газопровода

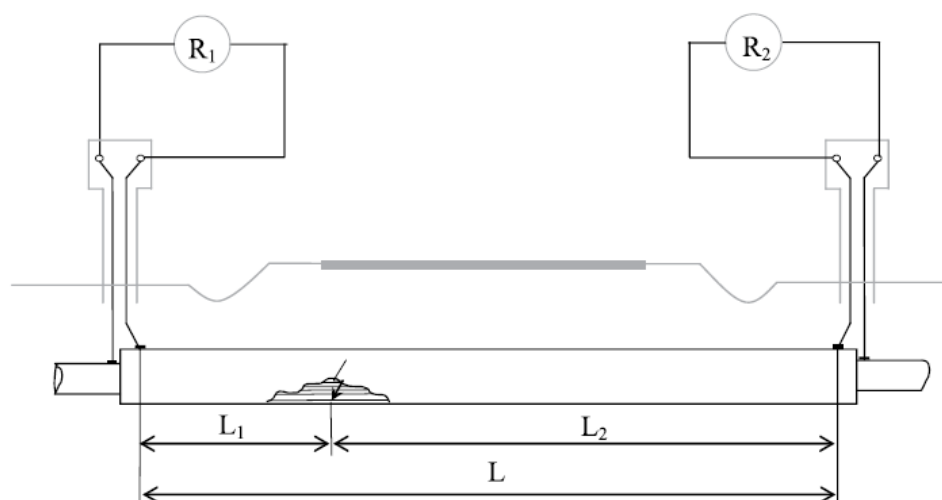
7.1.7.5 Длину участка газопровода до места контакта $L_{кг}$, м, определяют по формуле

$$L_{\text{кг}} = \frac{R_{\text{кг}}}{R_{\text{ог}}} \cdot \quad (8)$$

7.1.7.6 В целях проверки полученного результата необходимо повторить 7.1.7.4 и 7.1.7.5, подключив источник тока к контрольным выводам на другой стороне перехода.

7.1.8 При проведении измерений величину силы тока в электрической цепи следует устанавливать не более 10 А.

7.1.9 Местонахождение металлического контакта можно определить путем измерения сопротивления электрической цепи «газопровод-футляр» с обоих концов футляра по схеме электрических соединений, приведенной на рисунке 4.



R_1 – сопротивление электрической цепи «газопровод-футляр», измеренное на одном конце футляра; R_2 – сопротивление электрической цепи «газопровод-футляр», измеренное на другом конце футляра; L_1 – расстояние до места контакта с одной стороны футляра; L_2 – расстояние до места контакта с другой стороны футляра; L – длина участка футляра между контрольными выводами

Рисунок 4 – Схема электрических соединений для определения места металлического контакта путем измерения электрического сопротивления «газопровод-футляр» с обоих концов футляра

Сопротивление электрической цепи «газопровод-футляр» измеряют прибором, позволяющим проводить измерения малых величин сопротивления с точностью до 0,01 Ом. Расстояние до места контакта L_1 , м, рассчитывают по формуле

$$L_1 = \frac{L_{\Phi} \cdot R_1}{R_1 + R_2}, \quad (9)$$

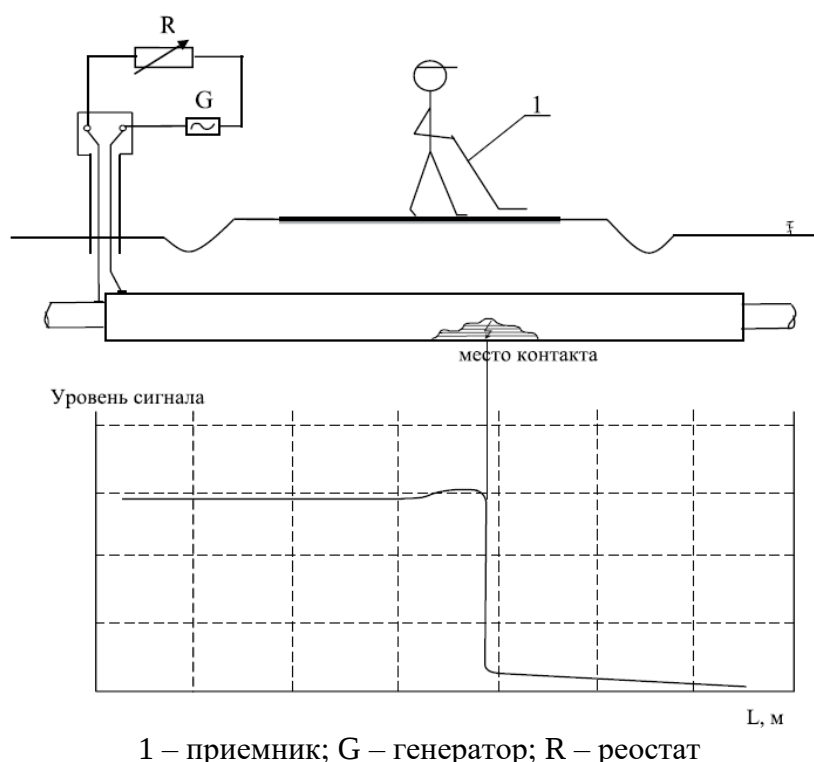
где R_1 – сопротивление электрической цепи «газопровод-футляр», измеренное с одной стороны футляра, Ом;

R_2 – сопротивление электрической цепи «газопровод-футляр», измеренное с другой стороны футляра, Ом.

Метод верен при условии наличия на участке перехода только одного контакта. При наличии двух и более металлических контактов определить места контактов невозможно.

7.1.10 Место металлического контакта «газопровод-футляр» по методу, указанному в перечислении в) 6.3, определяют в следующем порядке.

7.1.10.1 Используют схему электрических соединений для определения места металлического контакта «газопровод-футляр» путем определения места затухания сигнала переменного тока низкой частоты, приведенную на рисунке 5.



1 – приемник; G – генератор; R – реостат

Рисунок 5 – Схема электрических соединений для определения места металлического контакта «газопровод-футляр» путем определения места затухания сигнала переменного тока низкой частоты

7.1.10.2 Для реализации метода применяют аппаратуру для нахождения трассы и повреждений изоляции.

7.1.10.3 Генератор постоянного тока аппаратуры для нахождения трассы и повреждений изоляции подключают к контрольным выводам от газопровода и от футляра через реостат. Работы проводят в соответствии с руководством/инструкцией предприятия-изготовителя по эксплуатации приборов.

7.2 Переходы газопроводов через водные преграды

7.2.1 Приборное обследование переходов газопроводов через несудоходные водные преграды проводят при плановом техническом обследовании перехода газопровода в сроки, установленные ГОСТ Р 54982 и ГОСТ Р 54983.

7.2.2 Перед началом приборного обследования перехода газопровода проверяют наличие КИП с обеих сторон перехода по трассе газопровода, их исправность и маркировку контрольных выводов.

7.2.3 Метод, указанный в перечислении а) 6.5, предусматривает выполнение следующих работ.

7.2.3.1 В районе перехода газопровода отключают все средства ЭХЗ.

7.2.3.2 Генератор постоянного тока аппаратуры для нахождения трассы и повреждений защитного покрытия подключают к газопроводу на расстоянии от 20 до 150 м от начала перехода газопровода. Рабочий заземлитель генератора размещают в соответствии с указаниями предприятия-изготовителя оборудования.

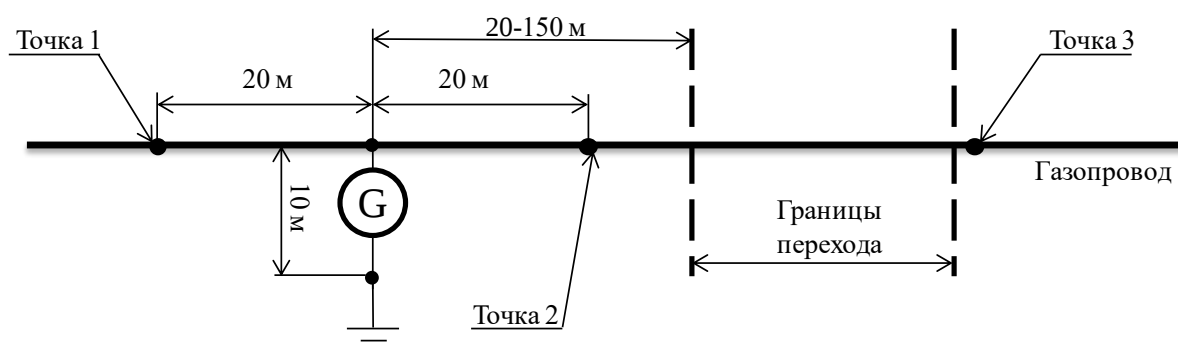
Примечание – При отсутствии соответствующих указаний в руководстве по эксплуатации оборудования заземлитель следует размещать по перпендикулярной линии к трассе газопровода на расстоянии не менее 10 м от точки подключения генератора к сооружению. Рабочая часть заземлителя должна быть заглублена в грунт не менее чем на 0,7 м.

7.2.3.3 Для оценки состояния защитного покрытия перехода газопровода выполняют не менее трех измерений величины силы тока

низкой частоты (см. рисунок 6):

а) два измерения на расстоянии 20 м с обеих сторон от места подключения генератора к газопроводу: точка измерения номер 1 (наиболее удаленная от перехода газопровода относительно точки подключения генератора) и точка номер 2 (ближняя к переходу газопровода относительно точки подключения генератора);

б) одно измерение на противоположной границе перехода газопровода – точка измерения номер 3.



G – генератор постоянного тока аппаратуры для нахождения трассы и повреждений защитного покрытия

Рисунок 6 – Схема расположения точек измерения при оценке состояния защитного покрытия перехода газопровода

7.2.3.4 При определении величины силы тока приемник аппаратуры для нахождения трассы и повреждений защитного покрытия располагают непосредственно над газопроводом таким образом, чтобы его основание было перпендикулярно оси газопровода.

7.2.3.5 В процессе выполнения работ необходимо учитывать изменение глубины прокладки газопровода и осуществлять коррекцию результатов выполненных измерений. Для проведения приборного обследования данным методом рекомендуется использовать аппаратуру для нахождения трассы и повреждений защитного покрытия с функцией автоматической коррекции измерений на изменение глубины прокладки подземного сооружения.

7.2.3.6 Для оценки состояния защитного покрытия определяют:

- величину силы тока, рассчитанную к площади 100 м^2 , натекающего на

участке перехода газопровода ΔI , А, вычисляют по формуле

$$\Delta I = \frac{I_{\text{т.изм2}} - I_{\text{т.изм3}}}{\pi \cdot D \cdot L_{2-3}} \cdot 100, \quad (10)$$

где $I_{\text{т.изм2}}$ – значение величины силы низкочастотного тока, А, измеренное в точке номер 2, согласно перечислению а) 7.2.3.3;

$I_{\text{т.изм3}}$ – значение величины силы низкочастотного тока, А, измеренное в точке номер 3, согласно перечислению б) 7.2.3.3;

D – диаметр газопровода на участке между точками измерения номер 2 и номер 3, м;

L_{2-3} – протяженность участка газопровода между точками измерения номер 2 и номер 3, м;

- сумму величин силы тока $\sum I$, А, в точках номер 1 и номер 2 рассчитывают по формуле

$$\sum I = I_{\text{т.изм1}} + I_{\text{т.изм2}}, \quad (11)$$

где $I_{\text{т.изм1}}$ – значение величины силы низкочастотного тока, измеренное в точке измерения номер 1, А.

7.2.3.7 При проведении оценки результатов измерений величину силы тока ΔI , А, рассчитанную по формуле (10) сравнивают с величиной $\sum I$, А, рассчитанной по формуле (11).

7.2.3.8 Оценку защитного покрытия подводного перехода газопровода следует осуществлять по следующим критериям:

- при $\Delta I \leq 0,1 \cdot \sum I$ – отсутствуют повреждения защитного покрытия, состояние защитного покрытия газопровода на подводном переходе удовлетворительное;

- при $\Delta I > 0,1 \cdot \sum I$ – возможны повреждения защитного покрытия газопровода на подводном переходе;

- при $\Delta I > 0,25 \cdot \sum I$ – возможны множественные повреждения защитного покрытия газопровода.

7.2.4 Метод, указанный в перечислении б) 6.5, предусматривает выполнение следующих работ.

7.2.4.1 Измерительный прибор подключают в зависимости от возможности проведения электрических измерений на газопроводе:

- в КИП, имеющий дополнительный контакт для измерения направления и величины силы тока;
- между двух сооружений на газопроводе, расположенных на расстоянии от 30 до 50 м друг от друга.

Примечание – При текущем ремонте газопровода у мест пересечения с водными преградами рекомендуется предусматривать установку КИП с дополнительным контактом для измерения направления и величины силы тока.

7.2.4.2 Электрические измерения проводят с обеих сторон перехода газопровода.

7.2.4.3 Направление тока в газопроводе при применении стрелочного прибора определяют по отклонению стрелки прибора от нуля шкалы, исходя из того, что направление тока противоположно отклонению стрелки прибора. При применении цифрового милливольтметра о направлении тока судят по знаку измеренного падения напряжения на участке газопровода. При подключении клемм прибора в прямом направлении измеренное значение будет положительным, при подключении в обратном направлении – отрицательным.

7.2.4.4 Среднее значение тока $I_{\text{ср}}$, А, протекающего в газопроводе, определяют по формуле

$$I_{\text{ср}} = \frac{\Delta U_{\text{ср}}}{R \cdot L_{\text{т.и.}}} , \quad (12)$$

где $\Delta U_{\text{ср}}$ – среднее значение падения напряжения на участке газопровода, В;

R – электрическое сопротивление одного метра трубы газопровода, Ом/м;

$L_{\text{т.и.}}$ – расстояние между точками измерения, м.

7.2.4.5 Средняя плотность защитного тока на единицу площади защищаемой поверхности газопровода i_s , мА/м² рассчитывают по формуле

$$i_s = \frac{(I_{\text{ср1}} - I_{\text{ср2}}) \cdot 10^3}{S} , \quad (13)$$

где I_{cp1} – среднее значение тока на КИП с одной стороны перехода, А;
 I_{cp2} – среднее значение тока на КИП с другой стороны перехода, А;
 S – площадь поверхности газопровода на участке перехода, м².

7.2.4.6 При оценке данных следует ориентироваться на критерии средней плотности защитного тока, указанном в 7.2.3.6.

7.2.5 Работоспособность всей системы ЭХЗ газопровода должна быть восстановлена после завершения работ по приборному обследованию перехода газопровода.

7.2.6 Эффективность ЭХЗ подводного перехода определяют по результатам измерений значений потенциалов на газопроводе с обеих сторон перехода при включенных и отключенных средствах ЭХЗ.

8 Обработка результатов измерений и оформление Технического отчета

8.1 При обработке результатов измерений, выполненных в ходе проведения приборного обследования переходов газопроводов, выполняют следующее:

- выявляют наличие/отсутствие нарушений требований нормативных и технических документов по обеспечению безопасной эксплуатации переходов газопроводов;
- проводят оценку выявленных дефектов и нарушений, анализ их влияния на техническое состояние, надежность и работоспособность газопроводов;
- разрабатывают рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций, видам и объемам ремонтных работ, обеспечивающих эксплуатацию переходов газопроводов в исправном состоянии;
- принимают решения по срокам проведения очередного технического обследования переходов газопроводов и по объемам выполняемых работ (определяется необходимость водолазного обследования перехода).

8.2 Показателями неисправного состояния перехода газопровода через

трамвайные пути, железные и автомобильные дороги являются:

- наличие мест утечек газа;
- наличие металлического и/или электролитического контактов «газопровод-футляр»;
- несоответствие величины потенциала подземного стального сооружения требованиям нормативных и технических документов.

8.3 В случае выявления металлических и электролитических контактов «газопровод-футляр» при приборном обследовании перехода газопровода, решение по обеспечению безопасных условий эксплуатации газопровода принимают в соответствии с таблицей 1.

Таблица 1 – Сводная таблица выявления металлических и электролитических контактов «газопровод-футляр» при приборном обследовании перехода газопровода

Металлический контакт	Электролитический контакт	Коррозионная опасность	Рекомендации
Отсутствует	Отсутствует	Отсутствует	Проведение работ в соответствии с графиком ТОиР и требованиями нормативных и технических документов
Отсутствует	Имеется	Имеется, а при условии эффективных средств ЭХЗ – не представляет опасности	Ремонт перехода – удаление электролита
Имеется	Не определяется	Высокая	Ремонт перехода – устранение металлического контакта

8.4 До проведения ремонтных работ по устранению металлических и электролитических контактов «газопровод-футляр» на участке перехода газопровода разрабатывают план мероприятий по обеспечению его безопасной эксплуатации, включающий изменение сроков ТОиР и контроля эффективности средств ЭХЗ перехода.

8.5 Показателями неисправного состояния подводного перехода газопровода являются:

- неудовлетворительное состояние защитного покрытия;
- отсутствие защитного потенциала по СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 9.2-1 на защищаемом подземном стальном газопроводе.

8.6 По результатам приборного обследования переходов газопроводов оформляют Технический отчет, в котором отражают:

- сведения о подразделении (организации), проводившей приборное обследование;
- сведения о специалистах, проводивших приборное обследование;
- наименование газопровода с указанием его инвентарного номера;
- сведения о проанализированной проектной, исполнительной и эксплуатационной документации по обследуемому объекту;
- краткая характеристика объекта (адрес перехода, год ввода в эксплуатацию, протяженность перехода газопровода, глубина заложения газопровода до верха трубы, наружный диаметр и толщина стенки трубы газопровода и футляра, расчетное и рабочее давление, тип и толщина защитного покрытия, наличие и рабочие параметры средств ЭХЗ и т.д.);
- результаты приборного обследования с учетом их обработки по 8.1;
- выводы и рекомендации;
- заключение.

8.7 К Техническому отчету в зависимости от вида преграды, прилагают следующую документацию:

- схему перехода газопровода с указанием места расположения металлического контакта «газопровод-футляр»;
- протоколы измерений.

8.8 Технический отчет хранят в составе эксплуатационной документации объекта сети газораспределения в течение всего периода эксплуатации перехода газопровода.

8.9 При отсутствии контакта «газопровод-футляр», определенного по методу измерения потенциалов газопровода (ΔU_r) и футляра (ΔU_f),

допускается оформление результатов приборного обследования перехода газопровода в виде «Протокола результатов контроля подземных переходов газопроводов под автомобильными и железными дорогами при отсутствии контакта «газопровод-футляр» (далее – Протокол) по форме, приведенной в Приложении Б, при этом Технический отчет не оформляется.

8.10 Технический отчет, а также Протокол подлежат утверждению руководителем подразделения (организации), выполнявшего приборное обследование.

9 Обеспечение безопасного проведения работ при приборном обследовании

9.1 При выполнении работ по приборному обследованию необходимо выполнять требования законодательства Российской Федерации в области охраны труда, окружающей среды, пожарной безопасности и нормативных документов по вопросам обеспечения электробезопасности.

9.2 Для проведения работ по приборному обследованию переходов газопроводов разрабатывают и утверждают следующие инструкции:

- по охране труда;
- по пожарной безопасности;
- производственные/технологические инструкции, устанавливающие последовательность выполнения работ.

Контроль соблюдения требований охраны труда, окружающей среды и пожарной безопасности на производстве осуществляют в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.

9.3 Персонал, выполняющий работы по приборному обследованию переходов газопроводов должен иметь профессиональную подготовку и группу по электробезопасности, соответствующую характеру выполнения работ в соответствии с Правилами [1].

9.4 Все работники должны быть обеспечены специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты в

соответствии с СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 8.3. Применяемые средства индивидуальной защиты должны быть проверены и испытаны в установленном порядке.

9.5 Защитные средства и предохранительные приспособления перед выдачей работникам подвергаются наружному осмотру. Пользоваться неисправными защитными средствами и предохранительными приспособлениями запрещается.

9.6 К организации, руководству и выполнению работ допускают специалистов, аттестованных в установленном порядке в области промышленной безопасности, охраны труда, пожарной безопасности, умеющих пользоваться средствами индивидуальной защиты, обученных безопасным методам и приемам выполнения работ.

9.7 К самостоятельному выполнению работ допускают лиц не моложе 18 лет, не имеющих медицинских противопоказаний, умеющих пользоваться средствами индивидуальной защиты, и прошедших:

- обучение и проверку знаний безопасных методов и приемов выполнения работ в объеме, соответствующем должностным обязанностям;
- теоретическое и практическое обучение по технологии проведения работ;
- инструктаж по охране труда и пожарной безопасности.

9.8 Приборы и средства измерения должны содержаться в исправном и работоспособном состоянии в соответствии с требованиями документации предприятий-изготовителей, проходить своевременную поверку или калибровку в порядке, установленном Федеральным законом [2] и Приказом [3].

9.9 Перед началом работ по приборному обследованию переходов газопроводов для специалистов проводят инструктаж по безопасным методам и приемам работ с записью о его прохождении в Журнале регистрации инструктажей на рабочем месте.

9.10 Работы по приборному обследованию переходов газопроводов

проводят в светлое время суток.

9.11 На месте проведения работ по приборному обследованию переходов газопроводов необходимо иметь медицинскую аптечку.

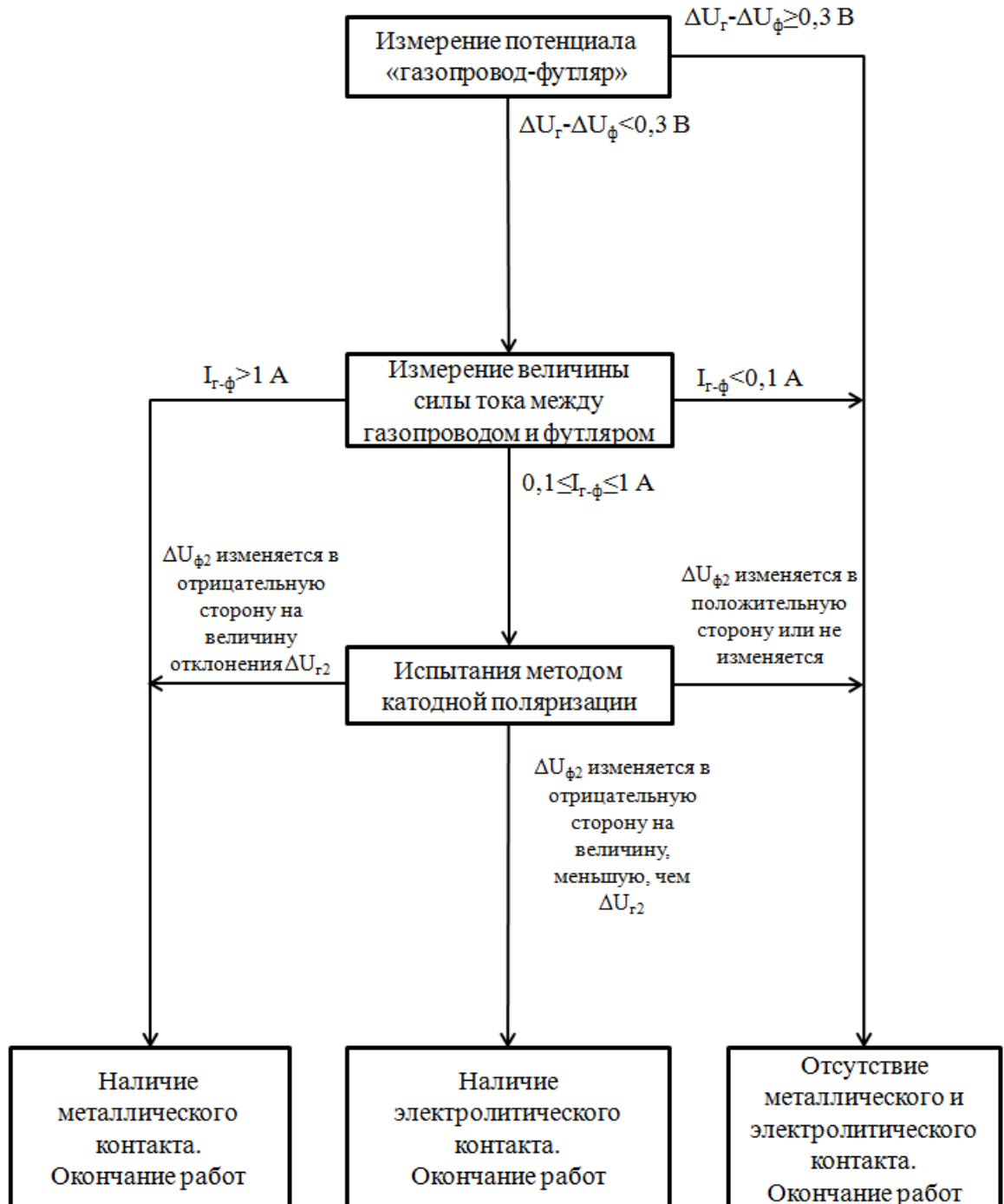
9.12 Электроизмерительные работы в пределах проезжей части автодорог, полотна железной дороги и трамвайных путей выполняют не менее чем два работника, один из которых ведет наблюдение за движением транспорта. Работники должны быть одеты в сигнальные жилеты.

9.13 Расследование несчастных случаев на производстве при выполнении приборного обследования перехода газопровода через естественные и искусственные преграды проводят в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.

Приложение А

(рекомендуемое)

Алгоритм контроля состояния подземных переходов газопроводов под автомобильными, железными дорогами и трамвайными путями



Приложение Б

(рекомендуемое)

**Форма протокола результатов контроля подземных переходов
газопроводов под автомобильными и железными дорогами при
отсутствии контакта «газопровод-футляр»**

ПРОТОКОЛ

результатов контроля подземных переходов газопроводов под
автомобильными и железными дорогами при отсутствии
контакта «газопровод-футляр»

УТВЕРЖДАЮ

Технический руководитель
газораспределительной организации

подпись, инициалы, фамилия
« » 20 г.

Город _____

Дата _____

Вид подземного сооружения: _____

Наименование газопровода: _____

Описание местоположения пункта измерения (адрес, при наличии), при возможности
указание его географических координат:

Среднее значение потенциала газопровода ΔU_{Γ} , В	Среднее значение потенциала футляра ΔU_{Φ} , В	Разность средних значений потенциалов газопровода и футляра $\Delta U_{\Gamma} - \Delta U_{\Phi}$, В	Результат контроля

Контроль технического состояния подземного перехода газопровода выполнен в соответствии с 7.1.3.1 на основании протоколов измерения потенциалов газопровода от _____ № _____ и футляра от _____ № _____ оформленных при контроле эффективности установки (установок) ЭХЗ № _____ расположенной по адресу: _____

Производитель
работ:

Библиография

- [1] Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (утверждены приказом Минэнерго России от 13 января 2003 г. № 6)
- [2] Федеральный закон от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»
- [3] Приказ Минпромторга России от 31 июля 2020 г. № 2510 «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке»

Ключевые слова: Сети газораспределения, стальные газопроводы, переходы через водные преграды, автомобильные и железные дороги, трамвайные пути, приборное обследование
