

СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 9.4-1-2013

СТАНДАРТ ОАО "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

ОКС 75.200

Дата введения 2013-12-16

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН Обществом с ограниченной ответственностью "ГазРегионЗащита" (ООО "ГазРегионЗащита") при участии специалистов открытого акционерного общества "Газпром газораспределение"

2 ВНЕСЁН Открытым акционерным обществом "Газпром газораспределение" (ОАО "Газпром газораспределение")

3 УТВЕРЖДЁН И ВВЕДЁН В ДЕЙСТВИЕ Приказом ОАО "Газпром газораспределение" от 10.12.2013 N 405

4 ВВЕДЁН ВПЕРВЫЕ

ВНЕСЕНО Изменение N 1, утвержденное и введенное в действие Распоряжением АО "Газпром газораспределение" от 23.11.2017 N 81-Р/46 с 15.12.2017

Изменение N 1 внесено изготовителем базы данных

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает общие требования к организации и выполнению приборного обследования подземных стальных газопроводов на участках пересечения с водными преградами, трамвайными путями, железными и автомобильными дорогами.

1.2 Настоящий стандарт разработан в соответствии с ГОСТ Р 1.0, ГОСТ Р 1.4, ГОСТ Р 54983, ГОСТ 9.602, СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 1.1 и СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 9.0-0.

1.3 Положения настоящего стандарта обязательны для применения структурными подразделениями, дочерними и зависимыми обществами ОАО "Газпром газораспределение" (далее - Общество) при проведении приборного обследования подземных стальных газопроводов на участках пересечения с несудоходными водными преградами, трамвайными путями, железными и автомобильными дорогами.

(Измененная редакция, Изм. N 1).

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 Р 1.0-2012 Стандартизация в Российской Федерации. Основные положения

ГОСТ Р 1.4-2004 Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения

ГОСТ Р 53865-2010 Системы газораспределительные. Термины и определения

ГОСТ Р 54983-2012 Системы газораспределительные. Сети газораспределения природного газа. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация

ГОСТ 9.602-2016 "Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии"

СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 1.1-2011 Система стандартизации ОАО "Газпром газораспределение". Стандарты ОАО "Газпром газораспределение". Порядок разработки, утверждения, учета, изменения и отмены

СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 8.3-2011 Стандарты в области промышленной и пожарной безопасности, охраны труда, охраны окружающей среды и экологии. Технические требования к средствам индивидуальной защиты работников ОАО "Газпром газораспределение", его дочерних и зависимых обществ

СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 9.0-0-2013 Защита от коррозии. Защита сетей газораспределения от коррозии. Основные положения

Примечание - При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов по соответствующим указателям, составленным на 1 января текущего года и информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться заменённым (изменённым) документом. Если ссылочный документ отменён без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

(Измененная редакция, Изм. N 1).

3 Термины, определения и сокращения

3.1 В настоящем стандарте применены термины в соответствии с Федеральным законом [1], ГОСТ Р 53865, СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 9.0-0, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 береговой участок подводного перехода газопровода: Участок, ограниченный с одной стороны урезом воды при среднемноголетнем межени уровне, с другой стороны - границами перехода в пределах его длины.

Примечание - Длина подводного перехода определяется границами, которыми являются урезы уровня высоких вод 10% обеспеченности.

3.1.2 исправное состояние перехода газопровода: Состояние, при котором переход газопровода соответствует всем требованиям нормативно-технической и проектной документации.

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

3.1.4 переход газопровода: Газопровод, проложенный на участке пересечения с естественной или

искусственной преградой.

3.1.5 подводный переход: Стальной газопровод, проложенный на участке пересечения водной преграды, как правило, с заглублением в дно водоёма или водотока.

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

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

3.2 В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

ГРО - газораспределительная организация;

КИП - контрольно-измерительный пункт;

МЭС - медносульфатный электрод сравнения;

НТД - нормативно-техническая документация;

СТМ - система телемеханики;

ТОиР - техническое обслуживание и ремонт;

ЭХЗ - электрохимическая защита.

4 Общие положения

4.1 Работы по приборному обследованию подземных стальных газопроводов на участках пересечения с естественными и искусственными преградами должны выполняться по утверждённому плану-графику.

4.2 Приборное обследование перехода, предусмотренное настоящим стандартом, допускается не проводить при наличии на участке перехода газопровода КИП, оборудованного средствами СТМ ЭХЗ. Техническое состояние перехода газопровода оценивается по данным СТМ ЭХЗ.

4.3 Работы по приборному обследованию переходов газопроводов должны выполняться специализированными структурными подразделениями Общества, имеющими:

- персонал, аттестованный в области промышленной безопасности, охраны труда и электробезопасности;
- необходимые транспортные средства;
- необходимые средства измерений и приборную технику;
- проектную, исполнительную и эксплуатационную документацию на переход газопровода и влияющие на его защищённость от коррозии средства ЭХЗ;
- отчётные материалы по проведению предыдущего приборного обследования соответствующих переходов.

4.4 Производственные инструкции и инструкции по охране труда должны быть разработаны и утверждены в Обществе на все виды работ, выполняемые при приборном обследовании переходов газопроводов.

4.5 Средства измерений и приборы, применяемые при приборном обследовании переходов газопроводов, должны проходить своевременную поверку или калибровку в порядке, установленном законодательством Российской Федерации в области обеспечения единства измерений. Сведения о применяемом оборудовании должны быть отражены в техническом отчёте по приборному обследованию перехода газопровода (далее -

Технический отчет).

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

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

5 Организация проведения приборного обследования

5.1 Приборное обследование переходов газопроводов состоит из трёх этапов:

- организационного;
- технического;
- аналитического.

5.2 Организационный этап включает в себя назначение исполнителя работ, определение состава, квалификации членов бригады и перечня используемого оборудования, 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 изоляционного покрытия;

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

- эксплуатационные паспорта установок ЭХЗ;

- журналы контроля работы средств ЭХЗ;

- результаты мониторинга обследуемого объекта;

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

5.2.2 По результатам рассмотрения документации:

- уточняется состав работ;

- определяются методы выполнения приборного обследования.

5.3 На техническом этапе проверяется исправность приборов и инструментов, проводится инструктаж членов бригады и выполняются работы по приборному обследованию перехода газопровода, включая необходимые электрические измерения на установках ЭХЗ.

5.4 Аналитический этап 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 эксплуатации перехода газопровода оформляются 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 проводится с целью определения наличия/отсутствия контактов "газопровод-футляр" и оценки его текущего технического состояния.

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

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

б) сопротивления электрической цепи "газопровод-футляр" с использованием прибора для измерения сопротивлений, работающего на переменном или постоянном токе;

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

г) 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" осуществляется следующими методами:

а) расчёт длины участка от контрольного вывода сооружения до места контакта, путём 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) измерение 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 расчётом 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) определение 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 проводится с целью оценки его текущего технического состояния и защищенности газопровода от коррозии.

6.5 Контроль изоляционного покрытия перехода газопровода на участке пересечения с водной преградой осуществляется следующими методами:

а) расчёт плотности защитного тока;

б) оценка состояния изоляционного покрытия с использованием аппаратуры для нахождения трассы и повреждений изоляции;

в) расчёт величины и определение направления постоянного тока в газопроводе.

Примечание - Если средняя плотность защитного тока на единицу площади газопровода, рассчитанная по

методу а) 6.5, превысит $0,6 \text{ мА/м}^2$, необходимо проводить оценку состояния изоляционного покрытия перехода газопровода с использованием одного из двух других методов б) или в) 6.5.

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

6.6 Защищённость от коррозии на участке пересечения газопровода с водной преградой оценивается по результатам измерения величины потенциалов 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 должен проводиться с периодичностью два раза в год с интервалом между обследованиями не менее 4 месяцев при контроле эффективности электрохимической защиты в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602.

Примечание

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

(Измененная редакция, Изм. N 1).

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 Рекомендуемая последовательность контроля подземных переходов приведена в приложении А.

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

- медносульфатный электрод сравнения располагают над осью газопровода за пределами границ футляра и измеряют значение ΔU_{Γ} ;
- медносульфатный 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 определяется 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 контакта между газопроводом и футляром (при $\Delta U_{\Gamma} - \Delta U_{\Phi} < 0,3$ В), проводят измерение сопротивления электрической цепи "газопровод-футляр" ($R_{\Gamma-\Phi}$) по б) 6.2.

Оценка результатов измерений осуществляется по следующим значениям величины электрического сопротивления $R_{\Gamma-\Phi}$, Ом:

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

7.1.3.3 Для определения наличия/отсутствия электролитического контакта между газопроводом и футляром (при $1 \geq R_{\Gamma-\Phi} \geq 0,25$), проводят измерения величины силы тока между газопроводом и футляром по в) 6.2.

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

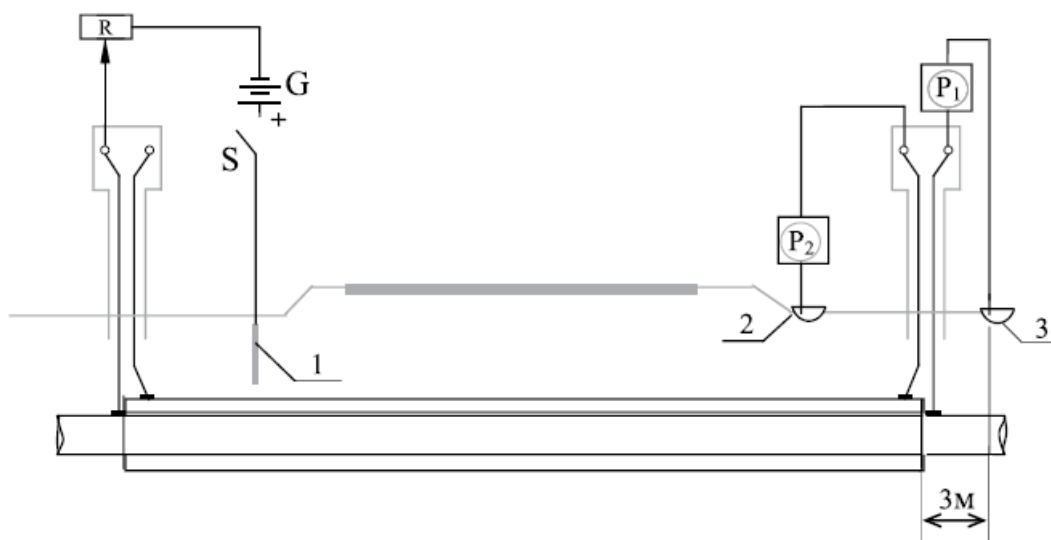
- источника постоянного тока, напряжением 6 В;
- реостата;
- амперметра с пределом измерений до 20 А.

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

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

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



1 - временный анодный заземлитель; 2, 3 - медносульфатный электрод сравнения;

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

В качестве источника постоянного тока допускается использовать аккумуляторную батарею напряжением до 12 В. Величину электрического сопротивления реостата подбирают опытным путем.

Временный анодный заземлитель (позиция 1), в качестве которого используется стальной электрод, заглубляется в грунт над футляром у обочины дороги или подножия насыпи.

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

Значения разности потенциалов "газопровод-земля", ΔU_{r1} и "футляр-земля", $\Delta U_{\phi1}$ 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", ΔU_{r2} и "футляр-земля", $\Delta U_{\phi2}$.

Оценку результатов измерений осуществляют по следующим показателям:

- $\Delta U_{\phi2}$ остается неизменным или изменяется в положительную сторону относительно $\Delta U_{\phi1}$ - отсутствует электролитический или металлический контакт между газопроводом и футляром;
- $\Delta U_{\phi2}$ изменяется в отрицательную сторону относительно $\Delta U_{\phi1}$ на величину меньшую, чем ΔU_{r2} - существует электролитический контакт между газопроводом и футляром;
- $\Delta U_{\phi2}$ изменяется в отрицательную сторону относительно $\Delta U_{\phi1}$ на величину отклонения значения ΔU_{r2} - 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 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.

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

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_ф, Ом, по формуле

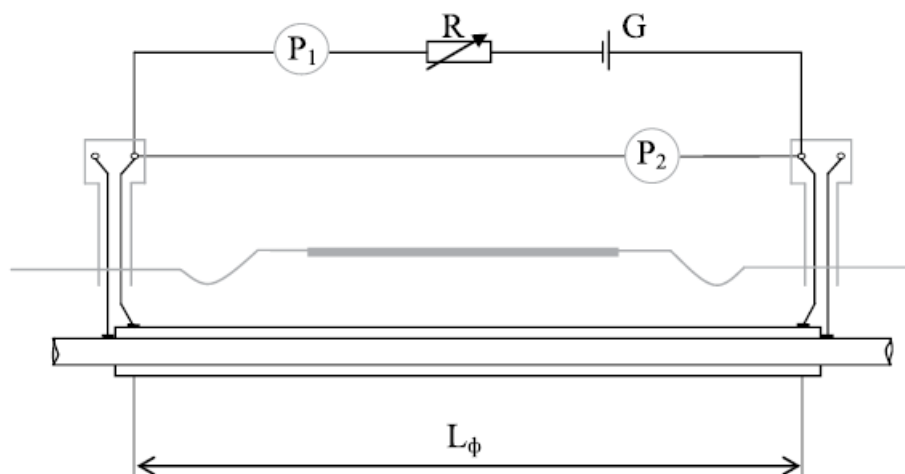
$$R_{\phi} = \frac{\Delta U_{\phi}}{I}, \quad (1)$$

где ΔU_{ϕ} - величина падения напряжения на футляре, В;
 I - величина силы тока в электрической цепи, А.

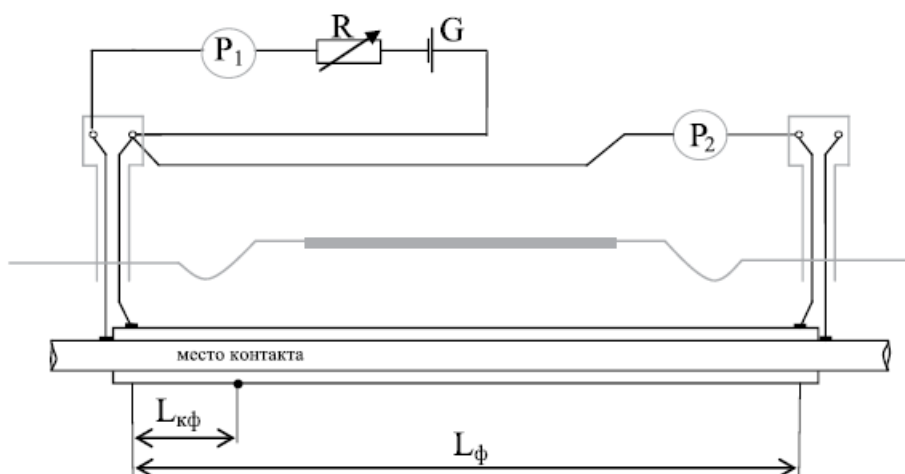
7.1.6.4 Измеряют расстояние между выводами от футляра и рассчитывают электрическое сопротивление одного метра футляра $R_{оф}$, Ом/м, по формуле

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

где R_{ϕ} - электрическое сопротивление всего футляра, Ом;
 L_{ϕ} - длина участка футляра между контрольными выводами, м.



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_{ϕ} - 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

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

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;
 I - величина силы тока в электрической цепи, А.

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

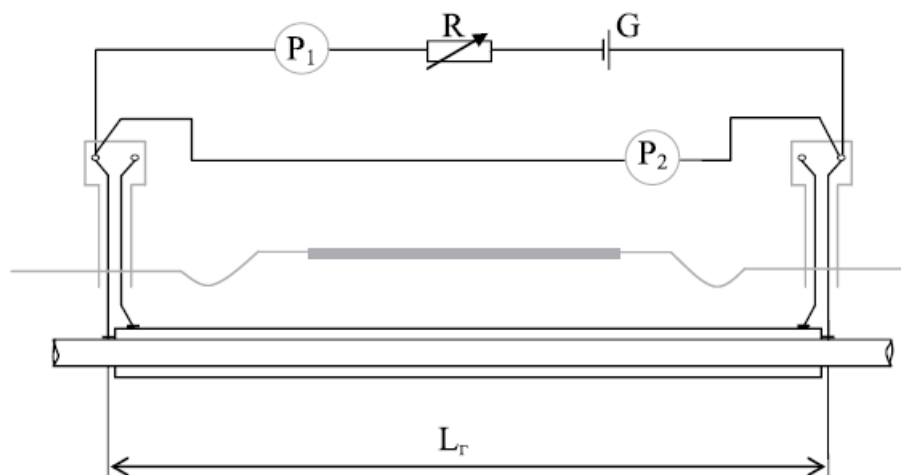
$$L_{кф} = \frac{R_{кф}}{R_{оф}}, \quad (4)$$

где $R_{кф}$ - электрическое сопротивление участка футляра до места контакта, Ом;
 $R_{оф}$ - электрическое сопротивление одного метра трубы футляра, Ом/м.

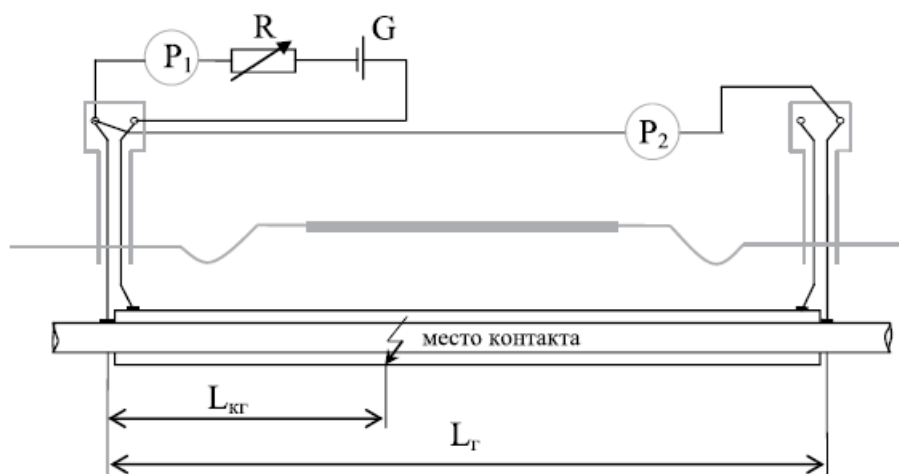
7.1.6.7 В целях проверки полученного результата необходимо повторить измерения согласно 7.1.6.3-7.1.6.6, подключив источник постоянного тока к контрольным выводам на другой стороне перехода.

7.1.7 Место металлического контакта "газопровод-футляр" по методу 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.



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 газопровode; L_{Γ} - длина участка газопровода между контрольными выводами; $L_{кр}$ - длина участка газопровода от контрольного вывода до места контакта

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

7.1.7.2 Источник постоянного тока через реостат и амперметр подключают к контрольным выводам от газопровода на обеих сторонах перехода (см. рисунок 3 а). Милливольтметром измеряют величину падения напряжения в газопровode 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

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

где ΔU_{Γ} - величина падения напряжения в газопровode на участке между контрольными выводами, В;
 I - величина силы тока в электрической цепи, А.

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

$$R_{ор} = \frac{R_{\Gamma}}{L_{\Gamma}}, \quad (6)$$

где R_{Γ} - электрическое сопротивление газопровода на участке между контрольными выводами, Ом;
 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 $\Delta U_{кр}$, В, на участке газопровода между контрольным выводом и местом контакта (см. рисунок 3 б).

Сопrotивление данного участка газопровода $R_{кр}$, Ом, определяют по формуле

$$R_{кр} = \frac{\Delta U_{кр}}{I}, \quad (7)$$

где $\Delta U_{кр}$ - величина падения напряжения на участке газопровода между контрольным выводом и местом контакта, В;

I - величина силы тока в электрической цепи, А.

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

$$L_{кр} = \frac{R_{кр}}{R_{от}}, \quad (8)$$

где $R_{кр}$ - электрическое сопротивление участка газопровода между контрольным выводом и местом контакта, Ом;

$R_{от}$ - электрическое сопротивление одного метра трубы газопровода, Ом/м.

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-футляра" с обоих концов футляра по схеме электрических соединений, приведенной на рисунке 4.

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

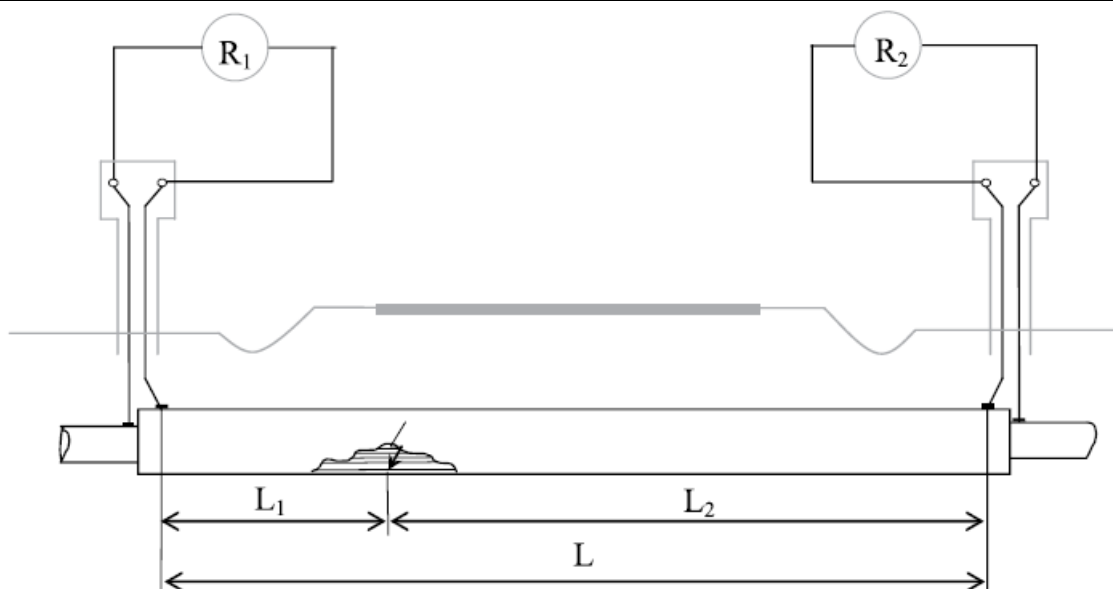
$$L_1 = \frac{L \cdot R_1}{R_1 + R_2}, \quad (9)$$

где L - длина участка футляра между контрольными выводами, м;

R_1 - сопротивление электрической цепи "газопровод-футляра", измеренное с одной стороны футляра, Ом;

R_2 - сопротивление электрической цепи "газопровод-футляра", 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.

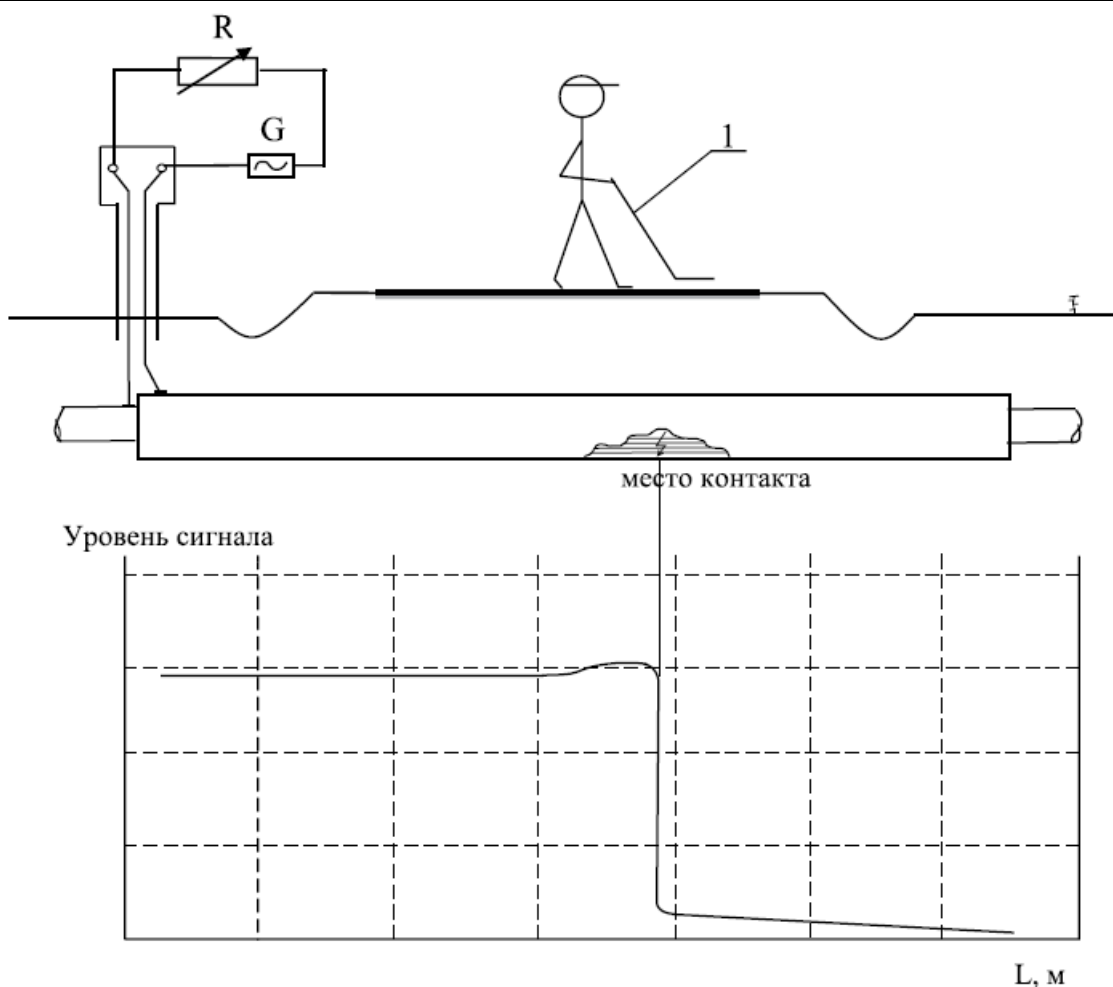


R_1 - сопротивление электрической цепи "газопровод-футляр", измеренное на одном конце футляра; R_2 - сопротивление электрической цепи "газопровод-футляр", измеренное на другом конце футляра; L_1 - расстояние до места контакта с одной стороны футляра; L_2 - расстояние до места контакта с другой стороны 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

7.1.10 Место металлического контакта "газопровод-футляр" по методу 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-футляра" 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 завода-изготовителя по эксплуатации приборов.

7.2 Переходы газопроводов через водные преграды

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

7.2.2 Перед началом приборного обследования перехода газопровода должно быть проверено наличие КИП с обеих сторон перехода по трассе газопровода, их исправность и маркировка контрольных выводов.

7.2.3 Метод а) 6.5 предусматривает выполнение следующих работ:

7.2.3.1 Ближайшую к переходу установку ЭХЗ оставляют включённой, остальные установки ЭХЗ, оказывающие влияние на обследуемый участок газопровода, выключают. Если к установке ЭХЗ подключены смежные подземные коммуникации, их необходимо отключить.

7.2.3.2 Регулируя выходной ток установки ЭХЗ, на участке перехода газопровода устанавливают минимальный защитный потенциал.

7.2.3.3 Режим работы установки ЭХЗ (выходной ток и напряжение) определяют после стабилизации потенциала на газопроводе. С целью определения зоны действия установки ЭХЗ проводят измерения потенциалов по трассе газопровода, при наличии отводов - измерения проводят на всех газопроводах. Результаты измерений оформляются протоколом.

Примечание - Границей зоны действия установки ЭХЗ являются точки измерения на защищаемом сооружении, в которых изменение потенциала "труба-земля" относительно МЭС при включении и отключении ЭХЗ изменяется на величину не более 10 мВ.

7.2.3.4 Зона действия установки ЭХЗ определяется протяженностью всех участков газопроводов с обеих сторон от точки подключения установки ЭХЗ, на которых зафиксировано изменение значения потенциала на величину более 10 мВ.

7.2.3.5 Расчёт средней плотности защитного тока i_s , мА/м² выполняется по формуле

$$i_s = \frac{I \cdot 10^3}{\pi \cdot \sum_{n=1}^k l_n \cdot d_n}, \quad (10)$$

где I - ток установки ЭХЗ, А;

l_n - длина отдельного участка газопровода, входящего в зону действия установки ЭХЗ, м;

d_n - диаметр отдельного участка газопровода, входящего в зону действия установки ЭХЗ, м;

k - количество участков в зоне действия установки ЭХЗ.

7.2.3.6 Оценку результатов расчета следует осуществлять по следующим критериям средней плотности защитного тока i_s , мА/м².

- при $i_s < 0,6$ - отсутствуют повреждения изоляционного покрытия, изоляционное покрытие газопровода вполне удовлетворительное;
- при $0,6 \leq i_s \leq 6$ - изоляционное покрытие газопровода частично повреждено;
- при $i_s > 6$ - изоляционное покрытие газопровода имеет множественные повреждения;
- при $i_s > 30$ - изоляционное покрытие утратило свои защитные свойства, либо отсутствует.

7.2.3.7 При отсутствии в районе перехода газопровода действующих средств ЭХЗ для оценки качества изоляционного покрытия допускается использовать опытную установку катодной защиты с временным анодным заземлением.

7.2.4 Метод б) 6.5 предусматривает выполнение следующих работ:

7.2.4.1 В районе перехода газопровода отключают все средства ЭХЗ.

7.2.4.2 Генератор постоянного тока аппаратуры для нахождения трассы и повреждений изоляции подключают к газопроводу на расстоянии от 20 до 150 м от начала перехода газопровода. Рабочий заземлитель генератора размещают в соответствии с указаниями завода-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.

7.2.4.3 Для оценки состояния изоляционного покрытия перехода газопровода выполняют не менее трёх измерений величины силы тока низкой частоты:

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

б) одно измерение на противоположной границе перехода газопровода - точка измерения N 3.

7.2.4.4 При определении величины силы тока приёмник аппаратуры для нахождения трассы и повреждений изоляции располагают непосредственно над газопроводом таким образом, чтобы его основание было перпендикулярно оси газопровода.

7.2.4.5 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 изоляции с функцией автоматической коррекции измерений на изменение глубины прокладки подземного сооружения.

7.2.4.6 Для оценки состояния изоляционного покрытия определяют:

а) величину силы тока, рассчитанную к площади 100 м², натекающего на участке перехода газопровода ΔI , А, вычисляют по формуле

$$\Delta I = \frac{I_{T.ИЗМ2} - I_{T.ИЗМ3}}{\pi \cdot D \cdot L} \cdot 100, \quad (11)$$

где $I_{T.ИЗМ2}$ - значение величины силы низкочастотного тока, А, измеренное в точке N 2, согласно а) 7.2.4.3;

$I_{T.ИЗМ3}$ - значение величины силы низкочастотного тока, А, измеренное в точке N 3, согласно б) 7.2.4.3;

D - диаметр газопровода на участке между точками измерения N 2 и N 3, м;

L - протяженность участка газопровода между точками измерения N 2 и N 3, м;

б) сумму величин силы тока $\sum I$ в точках N 1 и N 2, А, рассчитывают по формуле

$$\sum I = I_{T.ИЗМ1} + I_{T.ИЗМ2}, \quad (12)$$

где $I_{T.ИЗМ1}$ - значение величины силы низкочастотного тока, измеренное в точке измерения N 1, А;

$I_{T.ИЗМ2}$ - значение величины силы низкочастотного тока, измеренное в точке измерения N 2, А.

7.2.4.7 При проведении оценки результатов измерений величину силы тока, ΔI , А, рассчитанную по формуле (11) сравнивают с величиной $\sum I$, А, рассчитанной по формуле (12).

7.2.4.8 Оценку изоляционного покрытия подводного перехода газопровода следует осуществлять по следующим критериям:

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

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

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

7.2.5 Метод в) 6.5 предусматривает выполнение следующих работ:

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

- в КИП, имеющем 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. Схема КИП приведена в альбоме [2].

7.2.5.2 Электрические измерения проводят с обеих сторон перехода газопровода.

7.2.5.3 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.

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

$$I_{\text{ср}} = \frac{\Delta U_{\text{ср}}}{R \cdot L}, \quad (13)$$

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

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

L - расстояние между точками измерения, м.

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

$$i_s = \frac{(I_{\text{ср1}} - I_{\text{ср2}}) \cdot 10^3}{S}, \quad (14)$$

где $I_{\text{ср1}}$ - среднее значение тока на КИП с одной стороны перехода, А;

$I_{\text{ср2}}$ - среднее значение тока на КИП с другой стороны перехода, А;

S - площадь поверхности газопровода на участке перехода, м².

7.2.5.6 При оценке данных следует ориентироваться на критерии средней плотности защитного тока, указанные в 7.2.3.6.

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

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

8 Обработка результатов измерений и оформление Технического отчёта

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

- выявляют нарушения требований НТД 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 техническом 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 утечки газа;
- наличие металлического и/или электролитического контактов "труба-футляра";
- несоответствие величины потенциала сооружения требованиям НТД.

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

Таблица 1

Металлический контакт	Электролитический контакт	Коррозионная опасность	Рекомендации
Отсутствует	Отсутствует	Отсутствует	Проведение работ в соответствии с графиком ТОиР и требованиями НТД
Отсутствует	Имеется	Неопасно, при условии эффективной ЭХЗ	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-футляра" на участке перехода газопровода необходимо разработать план мероприятий по обеспечению его безопасной эксплуатации, включающий изменение сроков ТОиР и контроля эффективности ЭХЗ перехода.

8.5 Показателями неисправного состояния подводного перехода газопровода являются:

- неудовлетворительное состояние изоляционного покрытия;
- отсутствие защитного потенциала на защищаемом сооружении.

8.6 По результатам приборного обследования переходов газопроводов оформляется Технический отчет, в котором должны быть отражены:

- сведения о подразделении (организации), проводившей приборное обследование;
- сведения о специалистах, проводивших приборное обследование;
- наименование газопровода с указанием его инвентарного номера;

- сведения о рассматриваемых документах;

- краткая характеристика объекта (адрес перехода, год ввода в эксплуатацию, протяжённость перехода, глубина заложения газопровода до верха трубы, наружный диаметр и толщина стенки труб газопровода и футляра, расчётное и рабочее давление, тип и толщина изоляционного покрытия, наличие и рабочие параметры средств ЭХЗ и т.д.);

- результаты приборного обследования;

- выводы и рекомендации;

- заключение.

8.7 К Техническому отчету в зависимости от вида преграды, прилагается следующая документация:

- схема перехода газопровода с указанием места расположения металлического контакта "газопровод-футляр";

- протоколы измерений.

8.8 Технический отчет должен храниться в составе эксплуатационной документации в течение всего периода эксплуатации перехода газопровода.

8.9 При отсутствии контакта "труба - футляр", определённого по методу измерения потенциалов газопровода (ΔU_T) и футляра (ΔU_Φ), допускается оформление результатов приборного обследования перехода в виде "Протокола результатов контроля подземных переходов газопроводов под автомобильными и железными дорогами при отсутствии контакта "труба - футляр" по форме приведенной в Приложении Б.

(Введен дополнительно, Изм. N 1).

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 необходимо разработать и утвердить:

- инструкции по охране труда;

- инструкции по пожарной безопасности;

- производственные/технологические инструкции, устанавливающие последовательность выполнения работ.

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

9.3 Персонал, выполняющий работы по приборному обследованию переходов газопроводов должен иметь профессиональную подготовку и группу по электробезопасности [3], соответствующую характеру выполнения работ.

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 категорически запрещается.

9.6 К организации, руководству и выполнению работ допускаются специалисты, аттестованные в области промышленной безопасности в соответствии с [4], охраны труда, пожарной безопасности, умеющие пользоваться средствами индивидуальной защиты, обученные безопасным методам и приемам выполнения работ.

9.7 К самостоятельному выполнению работ допускаются лица не моложе 18 лет, не имеющие медицинских противопоказаний, умеющие пользоваться средствами индивидуальной защиты, и прошедшие:

- обучение и проверку знаний безопасных методов и приемов выполнения работ в объеме, соответствующем должностным обязанностям в соответствии с [5];
- 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 изготовителей, проходить своевременную поверку или калибровку в порядке, установленном [6], [7].

9.9 Перед началом работ по приборному обследованию переходов газопроводов для специалистов проводится 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 проводятся в светлое время суток.

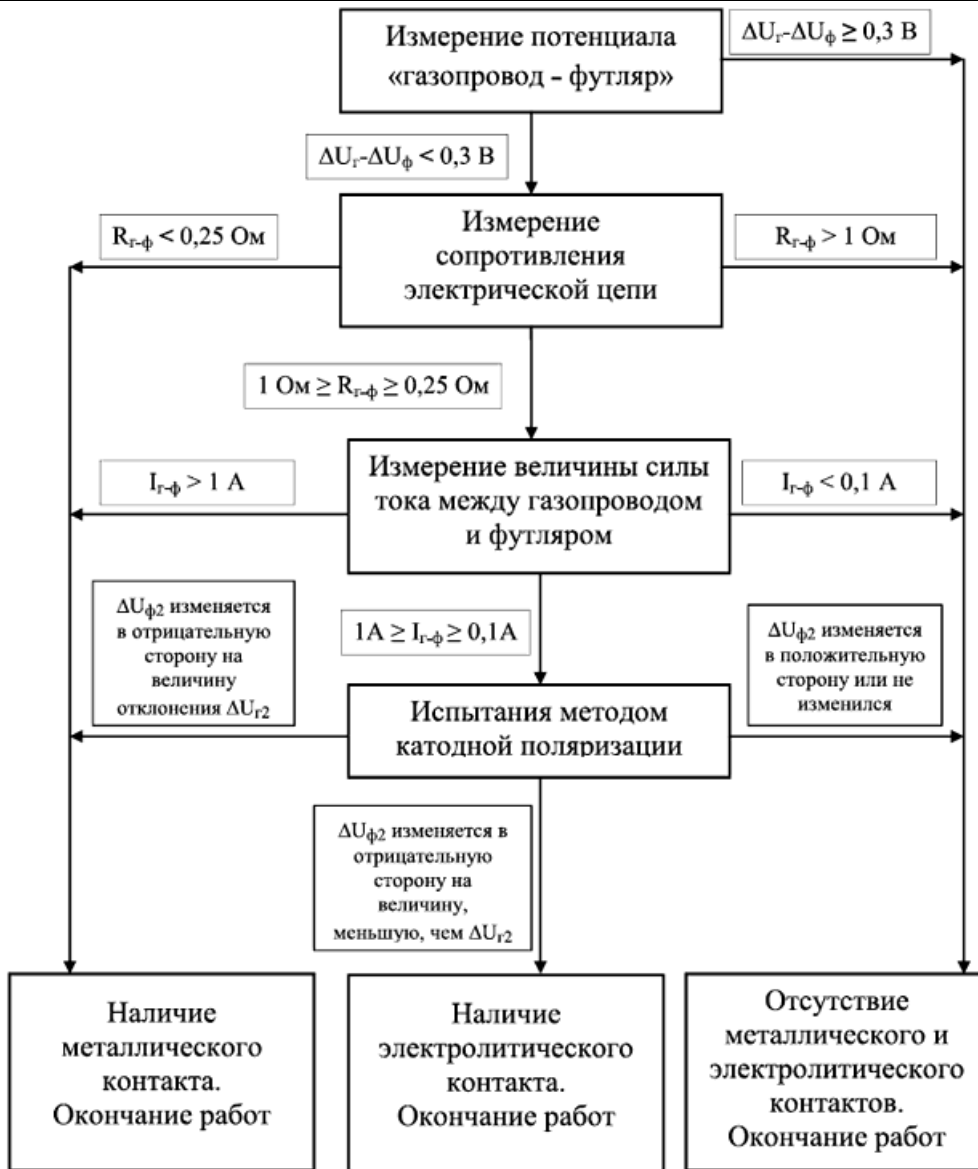
9.11 На месте производства работ по приборному обследованию переходов газопроводов необходимо иметь медицинскую аптечку.

9.12 Электроизмерительные работы в пределах проезжей части автодорог, полотна железной дороги и трамвайных путей выполняются не менее чем двумя работниками, 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 проводится в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.

Приложение А
(рекомендуемое)

Алгоритм контроля состояния 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 "труба - футляр"

ПРОТОКОЛ

результатов контроля подземных переходов газопроводов под автомобильными и железными дорогами при отсутствии контакта "труба - футляр"

Город _____

Дата _____

Вид подземного сооружения: _____

Наименование газопровода: _____

Адрес пункта измерения: _____

