

Размещено на сайте Министерства юстиции
Приднестровской Молдавской Республики
в разделе «Официальное опубликование»

ПРИКАЗ
МИНИСТЕРСТВА ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ
ПРИДНЕСТРОВСКОЙ МОЛДАВСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

Об утверждении Инструкции по защите подземных трубопроводов от коррозии

Согласован:

Министерство юстиции,
РОНП «Общереспубликанское объединение работодателей – Союз промышленников,
аграриев и предпринимателей Приднестровья»,
Федерацией Профсоюзов Приднестровья

В соответствии с Законом Приднестровской Молдавской Республики от 6 мая 2006 года № 25-3-IV «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (САЗ 06-19), Постановлением Правительства Приднестровской Молдавской Республики от 28 декабря 2017 года № 376 «Об утверждении Положения, структуры и предельной штатной численности Министерства экономического развития Приднестровской Молдавской Республики» (САЗ 18-1) с изменениями и дополнениями, внесенными Постановлениями Правительства Приднестровской Молдавской Республики от 28 декабря 2017 года № 377 (САЗ 18-1), от 7 июня 2018 года № 187 (САЗ 18-23), от 14 июня 2018 года № 201 (САЗ 18-25), от 6 августа 2018 года № 269 (САЗ 18-32), от 10 декабря 2018 года № 434 (САЗ 18-50), от 26 апреля 2019 года № 145 (САЗ 19-16), от 31 мая 2019 года № 186 (САЗ 19-21), от 22 ноября 2019 года № 405 (САЗ 19-46), от 26 декабря 2019 года № 457 (САЗ 19-50), от 26 декабря 2019 года № 459 (САЗ 20-1), от 25 февраля 2020 года № 40 (САЗ 20-9), от 6 июля 2020 года № 231 (САЗ 20-28), от 10 ноября 2020 года № 395 (САЗ 20-46), от 20 января 2021 года № 9 (САЗ 21-3), от 30 июля 2021 года № 255 (САЗ 21-30), от 30 декабря 2021 года № 424 (САЗ 21-52), от 24 января 2022 года № 19 (САЗ 22-3), от 14 апреля 2022 года № 133 (САЗ 22-14), от 9 июня 2022 года № 210 (САЗ 22-22), от 16 августа 2022 года № 300 (САЗ 22-32), от 23 декабря 2022 года № 489 (САЗ 22-50), в целях актуализации и оптимизации требований законодательства в области промышленной безопасности, приказываю:

1. Утвердить Инструкцию по защите подземных трубопроводов от коррозии согласно Приложению к настоящему Приказу.

2. Направить настоящий Приказ на официальное опубликование в Министерство юстиции Приднестровской Молдавской Республики.

3. Настоящий Приказ вступает в силу в день, следующий за днем его официального опубликования.

Заместитель Председателя Правительства –
министр

С. ОБОЛОНИК

г. Тирасполь
4 апреля 2023 г.
№ 308

Приложение
к Приказу Министерства экономического развития
Приднестровской Молдавской Республики
от 4 апреля 2023 года № 308
ИНСТРУКЦИЯ

ПО ЗАЩИТЕ ГОРОДСКИХ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ

Раздел 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Глава 1. Область применения

1. Настоящая Инструкция распространяется на организации, осуществляющие проектирование, строительство, реконструкцию, эксплуатацию и ремонт стальных трубопроводов (кроме газопроводов с давлением газа более 1,2 МПа и теплопроводов), прокладываемых в пределах территории городов и населенных пунктов, промышленных предприятий, а также межпоселковых трубопроводов, в части защиты данных трубопроводов от коррозии.

Инструкция устанавливает нормативные требования к:

а) проектированию, применению, порядку и организации проведения противокоррозионных мероприятий, относящихся к:

- 1) защитным изоляционным покрытиям на подземных трубопроводах и резервуарах;
- 2) электрохимической защите подземных трубопроводов и резервуаров;

б) определению коррозионной агрессивности грунтов;

в) контролю качества изоляционных покрытий;

г) измерениям на подземных стальных трубопроводах;

д) обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации опасных производственных объектов.

Организации, осуществляющие проектирование, строительство и эксплуатацию городских подземных трубопроводов и резервуаров, должны осуществлять разработку новых или корректировку действующих технических условий, регламентов, инструкций и другой документации в части защиты сооружений от коррозии в соответствии с требованиями настоящей Инструкции.

2. В настоящей Инструкции приводятся ссылки на нормативные документы по стандартизации, приведенные в Приложении № 1 к настоящей Инструкции, нормы и правила, приведенные в Приложении № 2 к настоящей Инструкции.

Глава 2. Термины и сокращения

3. В настоящей Инструкции применены термины и определения, приведенные в Приложении № 3 к настоящей Инструкции.

4. В настоящей Инструкции используются сокращения, приведенные в Приложении № 4 к настоящей Инструкции.

Раздел 2. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО ЗАЩИТЕ ОТ КОРРОЗИИ ГОРОДСКИХ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Глава 3. Порядок и организация проведения защитных мероприятий

5. Организации, выполняющие работы по проектированию, строительству, реконструкции, эксплуатации и ремонту стальных трубопроводов, на которые распространяется действие настоящей Инструкции, подлежат аккредитации в области промышленной безопасности в порядке, установленном законодательством Приднестровской Молдавской Республики.

6. Все подземные стальные трубопроводы, укладываемые непосредственно в грунт, должны быть защищены в соответствии с ГОСТ 9.602-2016.

7. В грунтах низкой и средней коррозионной агрессивности при отсутствии блуждающих токов стальные трубопроводы должны быть защищены изоляционными

покрытиями «усиленного типа»; в грунтах высокой коррозионной агрессивности или при наличии опасного влияния блуждающих токов – защитными покрытиями «усиленного типа» с обязательным применением средств ЭХЗ.

8. Мероприятия по защите трубопроводов от коррозии должны быть предусмотрены проектом защиты, который разрабатывается одновременно с проектом строительства или реконструкции трубопровода.

9. Проект защиты разрабатывается на основании данных о коррозионной агрессивности грунтов и о наличии блуждающих токов. Указанные данные могут быть получены в результате проведенных изысканий для строительства. Данные о коррозионной агрессивности грунтов могут быть предоставлены заказчиком проектной документации. Проектирование защиты должно осуществляться на основе технических условий, выдаваемых заказчиком проектной документации. Для действующих трубопроводов основанием для проектирования защиты может являться также наличие коррозионных повреждений на трубопроводах.

10. Все виды защиты от коррозии, предусмотренные проектом, должны быть введены в действие до сдачи подземных трубопроводов в эксплуатацию. Для подземных стальных трубопроводов в зонах опасного влияния блуждающих токов ЭХЗ должна быть введена в действие не позднее 1 месяца, а в остальных случаях не позднее 6 месяцев после укладки трубопровода в грунт.

11. Основные работы по контролю за коррозионным состоянием трубопроводов осуществляют организации, эксплуатирующие соответствующие трубопроводы или сторонние организации, аккредитованные в области промышленной безопасности.

В структуру этих организаций включаются специализированные подразделения (службы), основными функциями которых являются:

а) оценка опасности коррозии подземных стальных трубопроводов, включая электрические измерения в полевых и лабораторных условиях для определения коррозионной агрессивности грунтов по трассе трубопроводов и электрические измерения для определения характера влияния блуждающих токов (постоянного и переменного) на трубопроводы;

б) обследование коррозионного состояния трубопроводов: при их техническом освидетельствовании, при плановых и аварийных раскопках трубопровода (состояние изоляции, наличие коррозионных повреждений на трубопроводе – как сквозных, так и несквозных каверн и язв);

в) регистрация и анализ причин коррозионных отказов трубопроводов;

г) подготовка технических условий на проектирование ЭХЗ действующих, реконструируемых и вновь сооружаемых трубопроводов для проектной организации, или самостоятельная разработка проекта ЭХЗ;

д) согласование проектов ЭХЗ, разработанных проектной организацией;

е) осуществление технического надзора за строительно-монтажными работами по защите от наружной коррозии;

ж) участие в пуско-наладке установок ЭХЗ;

з) приемка в эксплуатацию защитных покрытий и установок ЭХЗ;

и) эксплуатационное обслуживание установок ЭХЗ с проведением регламентных работ в сроки и объемах, устанавливаемых производственными нормативно-техническими документами, разработанными на основании настоящей Инструкции;

к) ремонт защитных покрытий и установок ЭХЗ силами подразделений организации, эксплуатирующей подземные трубопроводы, или сторонних аккредитованных организаций;

л) ведение и хранение технической документации по защите трубопроводов от коррозии (при наличии технической возможности компьютерная подготовка документов и их хранение на электронных носителях).

12. Подразделение по защите от коррозии должно располагать в штате квалифицированными сотрудниками и иметь техническое оснащение (специальные контрольно-измерительные приборы и аппаратура), необходимыми для электрических измерений в полевых и лабораторных условиях в соответствии с настоящей Инструкцией.

13. Мероприятия по ограничению утечки токов в землю осуществляют организации, эксплуатирующие действующие, реконструируемые и строящиеся сооружения, являющиеся источниками блуждающих токов.

14. При наличии договоренности между организациями – владельцами различных трубопроводов возможно устройство совместной защиты, объединяющей в единую систему ЭХЗ трубопроводов различного назначения. Если такая договоренность отсутствует или совместная защита нецелесообразна, то при проектировании и наладке ЭХЗ необходимо предусмотреть устранение ее вредного влияния на смежные сооружения.

Вредным влиянием ЭХЗ на соседние металлические сооружения считается:

а) уменьшение по абсолютной величине потенциала по отношению к минимальному или увеличение по абсолютной величине потенциала по отношению к максимальному защитному потенциалу на соседних подземных металлических сооружениях, защищенных катодной поляризацией;

б) появление опасности коррозии на соседних подземных металлических сооружениях, ранее не требовавших защиты от нее;

в) смещение в любую сторону от стационарного значения потенциала на кабелях связи, не защищенных катодной поляризацией.

15. Оборудование и приборы, применяемые при защите подземных трубопроводов, подлежат сертификации в установленном законодательством Приднестровской Молдавской Республике порядке.

Глава 4. Критерии опасности коррозии подземных стальных трубопроводов, выбор способов защиты от коррозии

16. Коррозионная агрессивность грунта по отношению к стали характеризуется тремя показателями:

а) удельным электрическим сопротивлением грунта, определяемым в полевых условиях;

б) удельным электрическим сопротивлением грунта, определяемым в лабораторных условиях;

в) средней плотностью катодного тока (j_k), необходимого для смещения потенциала стали в грунте на 100 мВ отрицательнее стационарного потенциала (потенциала коррозии).

Если один из показателей свидетельствует о высокой агрессивности грунта приведенных в таблице № 1 Приложения № 5 к настоящей Инструкции, то грунт считается агрессивным, и определение остальных показателей не требуется.

17. Опасным влиянием блуждающего постоянного тока на подземные стальные трубопроводы является наличие изменяющегося по знаку и по величине смещения потенциала трубопровода по отношению к его стационарному потенциалу (знакопеременная зона) или наличие только положительного смещения потенциала, как правило, изменяющегося по величине (анодная зона). Для проектируемых трубопроводов опасным считается наличие блуждающих токов в земле.

18. Опасное воздействие переменного тока на стальные трубопроводы характеризуется смещением среднего потенциала трубопровода в отрицательную сторону не менее чем на 10 мВ, по отношению к стационарному потенциалу, либо наличием переменного тока плотностью более 2 мА/см² (20 А/м²) на вспомогательном электроде.

19. Применение ЭХЗ обязательно:

а) при прокладке трубопроводов в грунтах с высокой коррозионной агрессивностью (защита от почвенной коррозии);

б) при наличии опасного влияния постоянных блуждающих и переменных токов.

20. При защите от почвенной коррозии катодная поляризация подземных стальных трубопроводов (кроме трубопроводов, транспортирующих нагретые выше 40 °С жидкие или газообразные среды) должна осуществляться таким образом, чтобы средние значения поляризационных потенциалов металла находились в пределах от - 0,85 В до - 1,15 В по насыщенному медносульфатному электроду сравнения (здесь и далее за исключением оговоренных случаев значения потенциалов приводятся по м.с.э.).

При невозможности измерения поляризационных потенциалов допускается осуществлять катодную поляризацию действующих стальных сооружений с температурой поверхности (транспортируемого продукта) не выше 40°С с покрытием на основе битумной мастики не отрицательнее минус 2,5 В относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения, а также не отрицательнее минус 3,5 В для стальных сооружений с покрытием из экструдированного полиэтилена.

Примечание:

Здесь и далее за исключением оговоренных случаев значения потенциалов приводятся по м.с.э.

21. Защиту стальных подземных трубопроводов от коррозии, вызванной блуждающими постоянными токами от электрифицированного транспорта, а также переменными токами, в том числе индуцированными от высоковольтных линий электропередач, обеспечивают в опасных зонах, независимо от коррозионной агрессивности грунтов, средствами электрохимической защиты.

Защиту сооружений от опасного влияния блуждающих постоянных токов осуществляют так, чтобы исключить образование на сооружении знакопеременных или стационарных анодных зон.

Допускается кратковременное анодное смещение потенциала сооружения относительно стационарного потенциала, суммарной продолжительностью не более 4 минут в сутки.

В условиях опасного влияния блуждающих токов при защите стальных трубопроводов и резервуаров с температурой транспортируемого (храняемого) продукта не выше 40°С в грунтах высокой коррозионной агрессивности, трубопроводов оросительных систем и систем обводнения в грунтах средней коррозионной агрессивности, трубопроводов сельскохозяйственного водоснабжения и резервуаров траншейного типа, независимо от агрессивности грунтов, средние значения поляризационных и суммарных потенциалов должны быть в пределах, указанных в пункте 23 настоящей Инструкции.

22. Защита стальных подземных трубопроводов от коррозии, вызываемой блуждающими постоянными токами, а также переменными токами, в том числе индуцированными от высоковольтных линий электропередач, обеспечивают в опасных зонах независимо от коррозионной агрессивности грунтов, средствами электрохимической защиты.

23. Катодную поляризацию сооружений осуществляют таким образом, чтобы защитные потенциалы металла относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения находились между минимальным и максимальным (по абсолютному значению) значениями в соответствии с таблицей № 2 Приложения № 5 к настоящей Инструкции. Допускается применение других неполяризующихся электродов сравнения с приведением результатов измерения к насыщенному медно-сульфатному электроду сравнения.

24. В тех случаях, когда обеспечение защитных потенциалов по таблице № 2 Приложения № 5 к настоящей Инструкции на действующих трубопроводах, длительное время находившихся в эксплуатации в коррозионно-опасных условиях, экономически нецелесообразно, допускается по согласованию с проектной, эксплуатирующей и проводящей техническое обследование организациями применение «смягченного» критерия защищенности – минимального поляризационного защитного потенциала,

равного: $E_{\text{мин}} = E_{\text{ст}} - 0,10 \text{ В}$, где $E_{\text{ст}}$ – стационарный потенциал вспомогательного электрода (датчика потенциала), приведенных в пункте 342 настоящей Инструкции.

Глава 5. Измерения на подземных стальных трубопроводах

25. Измерения на подземных стальных трубопроводах выполняются с целью определения:

- а) опасности коррозии;
- б) эффективности ЭХЗ;
- в) степени защищенности;
- г) качества (состояния) изоляционных покрытий.

26. Измерения по определению опасности коррозии выполняются при проектировании ЭХЗ на вновь строящихся и реконструируемых трубопроводах, при обследовании эксплуатируемых трубопроводов, не оборудованных ЭХЗ.

27. Измерения по определению эффективности ЭХЗ и степени защищенности подземных трубопроводов проводятся при опытном опробовании проектируемой защиты, приемке ее в эксплуатацию, при контроле состояния противокоррозионной защиты трубопроводов, находящихся в эксплуатации.

28. Измерения по определению качества изоляционных покрытий проводятся при приемке подземных трубопроводов и при периодическом приборном контроле действующих трубопроводов в соответствии с Приложением № 6 к настоящей Инструкции.

29. Измерения по оценке опасности коррозии включают: определение коррозионной агрессивности грунта, определение наличия блуждающих токов в земле, выявление анодных и знакопеременных зон на подземных трубопроводах, определение степени влияния переменного тока.

30. Определение эффективности ЭХЗ включает:

- а) измерения потенциалов катодно-защищаемых трубопроводов с целью проверки соответствия потенциалов ГОСТ 9.602-2016 и пунктам 20 – 25 настоящей Инструкции;
- б) ориентировочную оценку скорости коррозии стали в грунте с помощью специальных индикаторов.

31. Определение степени защищенности подземных трубопроводов состоит в оценке отношения протяженности защитных зон к общей длине участков, требующих защиты.

32. Оценка качества изоляции на эксплуатируемых трубопроводах включает (пункты 44 – 49 настоящей Инструкции):

- а) без вскрытия трубопровода: определение сплошности покрытия (например, прибором типа АНПИ, ТИСПИ и другое);
- б) со вскрытием трубопровода: определение толщины, сплошности, адгезии, переходного сопротивления изоляции (например, методом мокрого контакта).

33. Результаты измерений оформляются протоколами. Протоколы и данные измерений могут храниться на электронных носителях информации.

Раздел 3. ИЗОЛЯЦИЯ ТРУБОПРОВОДОВ И РЕЗЕРВУАРОВ

Глава 6. Общие требования

34. Работы по нанесению изоляционных покрытий на трубы должны осуществляться в базовых условиях на механизированных линиях изоляции в соответствии с технологическим регламентом (или технологической инструкцией), разработанным для каждого типа покрытия и согласованным в установленном порядке. Качество покрытия труб должно соответствовать требованиям технических условий на каждый вид покрытия.

35. Изоляционные работы в трассовых условиях допускается выполнять ручным способом: при изоляции резервуаров, при изоляции сварных стыков и мелких фасонных частей, исправлении повреждений покрытия (не более 10% от площади трубы), возникших при транспортировании труб, а также при ремонте трубопроводов. При устранении повреждений заводской изоляции на месте укладки газопровода должно быть обеспечено соблюдение технологии и технических возможностей нанесения покрытия и контроль его качества. Все работы по ремонту изоляционного покрытия должны быть отражены в паспорте газопровода.

36. В качестве основных материалов для формирования защитных покрытий рекомендуются: полиэтилен, полиэтиленовые липкие ленты, термоусаживающиеся полиэтиленовые ленты, битумные и битумно-полимерные мастики, наплавляемые битумно-полимерные материалы, рулонные мастично-ленточные материалы, композиции на основе хлорсульфированного полиэтилена, полиэфирных смол и полиуретанов.

37. Применяемые материалы и покрытия на их основе должны соответствовать требованиям Технических условий и иметь сертификаты качества или технические паспорта. Возможность применения импортных материалов для защитных покрытий допускается при их соответствии требованиям ГОСТ 9.602-2016 и наличии разрешения, оформленного в установленном порядке. Технология нанесения защитных покрытий из импортных материалов должна соответствовать требованиям фирмы – изготовителя этих материалов.

38. Вновь разрабатываемые материалы для защитных покрытий и их конструкции вводятся в практику строительства и ремонта трубопроводов в соответствии с требованиями нормативных документов по стандартизации, применяемых в Приднестровской Молдавской Республике.

39. При выполнении работ по изоляции труб в базовых условиях, резервуаров, а также в процессе нанесения покрытий на сварные стыковые соединения трубопроводов, при ремонте мест повреждений покрытий должен проводиться контроль качества подготовки и праймирования поверхности, толщины, адгезии и диэлектрической сплошности покрытий.

40. Качество работ по очистке, праймированию поверхности и нанесению покрытий на трубы, выполняемых в заводских условиях и на производственных базах строительно-монтажных организаций, проверяет и принимает представитель лаборатории или иного структурного подразделения организации, уполномоченного на осуществление технического контроля. Проверку качества изоляционных работ на трассе должны осуществлять инженерно-технические работники строительно-монтажной организации, выполняющей изоляционные работы, а также технический надзор заказчика или организации, эксплуатирующей трубопроводы.

41. Состав изоляционных мастик, дозировку компонентов, температурно-временной режим их приготовления контролируют специалисты лаборатории трубоизоляционных цехов. Контрольные пробы мастик с целью определения температуры размягчения, растяжимости и пенетрации мастики (глубину проникновения иглы) отбирают по одной от каждой партии не реже 1 раза в день.

42. Качество защитного покрытия сваренного в нитку трубопровода из труб с заводской или базовой изоляцией контролируют перед укладкой в траншею путем измерения толщины, адгезии к металлу и проверки диэлектрической сплошности покрытия.

43. Толщину защитных покрытий контролируют приборным методом неразрушающего контроля с применением толщиномеров и других измерительных приборов:

а) в базовых и заводских условиях – для покрытий из экструдированного полиэтилена, комбинированных ленточно-полиэтиленовых, ленточных и битумно-мастичных покрытий на каждой десятой трубе одной партии не менее чем в четырех точках по окружности трубы и в местах, вызывающих сомнение;

б) в трассовых условиях – для битумно-мастичных покрытий – на 10% сварных стыков труб, изолируемых вручную, в четырех точках по окружности трубы;

в) на резервуарах – для битумно-мастичных покрытий – в одной точке на каждом квадратном метре поверхности, а в местах перегибов изоляционных покрытий, в частности, на ребрах – через 1 м по длине окружности.

44. Адгезию защитных покрытий к стали при строительстве и ремонте контролируют с применением адгезиметров:

а) в базовых и заводских условиях – через каждые 100 м или на каждой десятой трубе в партии;

б) в трассовых условиях – на 10% сварных стыков труб, изолированных вручную, на основном защитном покрытии трубы – на каждой десятой трубе, изолированной любым (механизированным, ручным) способом в трассовых условиях, и в местах, вызывающих сомнение;

в) на резервуарах – не менее чем в двух точках по окружности.

Для мастичных покрытий допускается определять адгезию методом выреза равностороннего треугольника с длиной стороны не менее 3,0 см и не более 5,0 см с последующим отслаиванием покрытия от вершины угла надреза. Адгезия считается удовлетворительной, если вырезанный треугольник отслаивается только с приложением усилия, при этом наблюдается когезионный характер отслаивания по всей площади трубы под вырезанным треугольником. При отслаивании защитных покрытий не менее 50% площади отслаиваемой мастики должно оставаться на металле трубы. Поврежденное в процессе проверки адгезии защитное покрытие должно быть отремонтировано в соответствии с НД.

45. Сплошность покрытий труб в базовых и заводских условиях контролируют на всей поверхности приборным методом с помощью искрового дефектоскопа при напряжении 2,0, 4,0 или 5,0 кВ на 1 мм толщины покрытия (в зависимости от материала покрытия) после окончания процесса изоляции труб, а также на трассе после ремонта покрытий трубопроводов, изоляции стыков и резервуаров, согласно ГОСТ 9.602-2016.

46. Дефектные места, а также сквозные повреждения защитного покрытия, выявленные во время проверки его качества, должны быть исправлены до засыпки трубопровода. При ремонте должна быть обеспечена однотипность, монолитность и сплошность защитного покрытия; после исправления отремонтированные места подлежат вторичной проверке.

47. После засыпки сооружения грунтом защитное покрытие проверяют на отсутствие сквозных повреждений с помощью методов и средств инструментального контроля состояния защитного покрытия. Указанные работы проводят на сооружении, находящемся в незамерзшем грунте, не ранее чем через 14 дней после засыпки его грунтом. В случае обнаружения дефектов, защитное покрытие должно быть отремонтировано.

48. Перед началом монтажа трубопровода по требованию представителя заказчика должны быть предъявлены: сертификаты (паспорта) на каждую партию материалов, из которых изготовлено покрытие, или результаты лабораторных испытаний материалов – данные лабораторных испытаний проб, взятых из котлов в процессе приготовления битумной мастики; журнал изоляционных работ; акт проверки качества защитного покрытия.

По окончании строительства защитных покрытий уложенных трубопроводов и резервуаров принимают представители заказчика и представители организации, эксплуатирующей трубопроводы, с оформлением Акта на скрытые работы.

Глава 7. Покрытия из экструдированного полиэтилена

49. Рекомендуемым покрытием для трубопроводов диаметром от 57 до 2020 мм является покрытие из экструдированного полиэтилена, нанесенное на трубы по жесткому адгезиву в базовых условиях.

50. Структура покрытий из экструдированного полиэтилена включает:

- а) термоплавый полимерный подслои;
- б) защитный слой на основе экструдированного полиэтилена.

Общая толщина защитного покрытий усиленного типа должна соответствовать требованиям таблицы № 3 Приложения № 5 к настоящей Инструкции при максимальной температуре эксплуатации 60°C.

51. Основные требования к покрытиям весьма усиленного типа из экструдированного полиэтилена приведены в таблице № 4 Приложения № 5 к настоящей Инструкции.

52. При экструзионном нанесении покрытия используют гранулированный полиэтилен высокого и низкого давления и его сополимеры. При этом в конструкции покрытия обязательно предусматривается подклеивающий слой (адгезив).

53. В качестве адгезива должны применяться сополимеры этилена с эфирами акриловой кислоты, адгезионно-активные композиции на основе сэвилена.

54. Для нанесения основного слоя покрытия могут быть использованы термо- и светостабилизированные композиции полиэтилена высокого давления, обеспечивающие получение покрытия с показателями свойств, отвечающими требованиям таблицы № 4 Приложения № 5 к настоящей Инструкции.

55. При изоляции методом экструзии трубы по рольгангу проходят через сушильную печь для удаления с их поверхности влаги и поступают в камеру дробеметной или дробеструйной очистки.

56. Для нагрева до температуры 170 – 200 °С трубы поступают в проходную газовую печь или проходят через кольцевой высокочастотный индуктор.

57. При нанесении полиэтиленового покрытия методом поперечного экструдирования, на трубы, совершающие равномерное вращательно-поступательное движение, через щелевую головку первого экструдера поступает лента клеевого слоя (адгезива) толщиной 0,25 – 0,4 и шириной 100 – 250 мм.

58. Поверх клеевого слоя из второго экструдера большей мощности также через щелевую головку наносится в несколько слоев основное покрытие из термо- и светостабилизированного полиэтилена.

59. Температура изоляционных материалов на выходе из щелевых головок экструдеров составляет 180 – 240°C. Толщина полиэтиленового покрытия регулируется количеством слоев навиваемой ленты, выходящей из головки экструдера, что регулируется частотой вращения трубы и скоростью осевого перемещения труб по рольгангу. Толщина ленты полиэтилена, выходящей из головки экструдера, должна составлять от 0,5 до 0,8 мм.

60. Для уплотнения полиэтиленового покрытия используется прижимной валик с фторопластовой оболочкой, который обеспечивает монолитность покрытия и выравнивает его поверхность.

61. Покрытие методом продольной экструзии «чулком» для труб диаметром до 500 мм наносится с помощью кольцевой двухщелевой головки, подача изоляционных материалов в которую обеспечивается двумя или тремя экструдерами в зависимости от диаметра труб и производительности изоляционной установки.

62. Температурный режим работы экструдеров и кольцевой головки аналогичен режиму нанесения покрытия методом поперечного экструдирования. Для обеспечения оптимальных условий формирования адгезионной связи между клеевым слоем (адгезивом) и поверхностью трубы применяется вакуумирование головки.

63. После нанесения полиэтиленового покрытия его охлаждают до 60 – 70 °С, орошая трубы холодной водой. Далее охлажденные трубы поступают на участок контроля качества покрытия.

64. Покрытие из экструдированного полипропилена обладает повышенной механической прочностью. Трубы с указанным покрытием могут быть рекомендованы для строительства газопроводов при закрытых методах прокладки (метод «прокола» и протаскивания через скважины). Конструкция покрытия из экструдированного полипропилена включает:

а) клеевой подслоя на основе термоплавкой полимерной композиции толщиной 0,2 – 0,4 мм;

б) наружный слой на основе экструдированного термостойкого полипропилена толщиной 1,1 – 2,3 мм (для усиленного типа), 1,6 – 2,3 мм (для весьма усиленного типа) и 1,6 – 2,8 мм (для проколов).

Общая толщина защитных покрытий в зависимости от назначения и диаметров труб приведена в таблице № 5 Приложения № 5 к настоящей Инструкции.

65. Основные требования к покрытиям из экструдированного полипропилена приведены в таблице № 6 Приложения № 5 к настоящей Инструкции.

66. При экструзионном нанесении покрытия используют гранулированный полипропилен высокого и низкого давления и его сополимеры. При этом в конструкции покрытия обязательно предусматривается подклеивающий слой (адгезив).

Оборудование и технология нанесения полипропиленового покрытия аналогичны технологии нанесения покрытий из экструдированного полиэтилена, отличаются лишь температурные режимы.

67. В качестве клеевого подслоя покрытия применяются композиции, обеспечивающие получение защитного покрытия с показателями свойств, отвечающими требованиям НТД, утвержденной в установленном порядке.

68. В качестве наружного защитного слоя покрытия применяются композиции, обеспечивающие получение защитного покрытия с показателями свойств, отвечающими требованиям НТД.

Глава 9. Покрытия из полимерных липких лент

69. Для изготовления ленточных покрытий применяются полиэтиленовые липкие ленты и битумно-полимерные грунтовки.

70. Структура покрытия усиленного типа включает два слоя полиэтиленовой липкой ленты толщиной 0,6 мм (либо 3 слоя ленты толщиной 0,45 мм), нанесенной по специальной битумно-полимерной грунтовке, и наружную обертку из оберточной полиэтиленовой ленты с липким слоем. Общая толщина защитного покрытия, включая обертку, должна быть не менее 1,8 мм (ГОСТ 9.602-2016).

71. Основные требования к покрытиям из полиэтиленовых липких лент приведены в таблице № 7 Приложения № 5 к настоящей Инструкции.

72. При выборе лент для изоляции подземных газопроводов предпочтение следует отдавать полиэтиленовым липким лентам. Покрытие на их основе выгодно отличается от покрытия из поливинилхлоридных липких лент значительно более высокими показателями адгезии (1,5 кгс/см против 0,4 кгс/см), механической прочности, устойчивости к катодному отслаиванию, более низким показателем водопоглощения. В связи с этим применять поливинилхлоридные липкие ленты при изоляции подземных трубопроводов не рекомендуется.

73. Покрытие из полиэтиленовых липких лент наносится в базовых условиях на трубы диаметром от 57 до 530 мм. Нанесение покрытия осуществляется на механизированных поточных линиях, включающих узел очистки поверхности труб, камеру нанесения и сушки грунтовки, узлы намотки ленты и обертки.

74. Адгезию покрытия из полимерных липких лент определяют через сутки после их нанесения при температуре 20 ± 5 °С.

Глава 10. Комбинированное ленточно-полиэтиленовое покрытие

75. Конструкция комбинированного ленточно-полиэтиленового покрытия труб состоит из изолирующего слоя на основе полиэтиленовой липкой ленты и защитного слоя из экструдированного полиэтилена. Структура комбинированного ленточно-полиэтиленового покрытия приведена в таблице № 8 Приложения № 5 к настоящей Инструкции.

76. Основные показатели свойств комбинированного ленточно-полиэтиленового покрытия весьма усиленного типа, приведенные в таблице № 9 Приложения № 5 к настоящей Инструкции, отвечают требованиям ГОСТ 9.602-2016:

а) по показателям адгезии, водостойкости адгезии и стойкости к катодному отслаиванию – требованиям, предъявляемым к покрытиям из полиэтиленовых липких лент;

б) по ударной прочности, диэлектрическим характеристикам, толщине – требованиям, предъявляемым к покрытиям из экструдированного полиэтилена.

77. Нанесение покрытия осуществляется на механизированной линии с приводными ролико-опорами, оснащенной узлом щеточной или иглофрезерной очистки, модернизированной камерой нанесения и сушки грунтовки, узлом для навивки ленты, снабженным пневмоторможением, экструдером с плоскощелевой головкой для нанесения защитного слоя из экструдированного полиэтилена и камерой водяного охлаждения сформированного покрытия.

Глава 11. Покрытия на основе битумных мастик

78. Конструкция покрытия на основе битумных мастик должна состоять из нескольких армированных слоев мастики, нанесенной на трубу по битумному праймеру. Структура покрытий усиленного типа на основе битумных мастик приведена в таблице № 10 Приложения № 5 к настоящей Инструкции.

79. Основные требования к покрытиям на основе битумных мастик:

- а) адгезия покрытия к стали не менее $5,0 \text{ кгс/см}^2$ при 20°C ;
- б) диэлектрическая сплошность покрытия не менее:
 - 1) $20,0 \text{ кВ}$ (для толщины $7,5 \text{ мм}$ согласно ГОСТ 9.602-2016);
 - 2) $20,0 \text{ кВ}$ (для толщины $9,0 \text{ мм}$ согласно ГОСТ 9.602-2016);
- в) переходное электросопротивление покрытия в 3% растворе Na_2SO_4 при 20°C :
 - 1) $108 \text{ Ом}\cdot\text{м}^2$ (исходное);
 - 2) $107 \text{ Ом}\cdot\text{м}^2$ (после 100 суток выдержки);
- г) площадь отслаивания покрытия при катодной поляризации не более $5,0 \text{ см}^2$ при 20°C .

Глава 12. Покрытия на основе битумных мастик: материалы для мастичных покрытий (грунтовки, мастики, армирующие и оберточные материалы)

80. Для приготовления битумной грунтовки (праймера) применяют нетоксичные нефтяные растворители, обеспечивающие быстрое высыхание грунтовки на металлической поверхности до «отлипа» и адгезию мастичного покрытия к металлу.

81. Для приготовления битумного праймера нужное количество соответствующего битума расплавляют, обезвоживают и охлаждают до температуры 70°C . Затем в бак наливают необходимое количество растворителя, в который (а не наоборот) при непрерывном перемешивании деревянной лопастью вливают небольшими порциями битум. Соотношение битума и растворителя должно быть 1:3 по объему или 1:2 по массе. Битумный праймер считается готовым, если в нем после смешивания нет комков битума.

82. Приготовленный праймер должен храниться в герметически закрытой таре. Перед заливкой праймера в грунтовочное устройство его обязательно перемешивают деревянной лопастью. Гарантированный срок хранения – 6 месяцев.

Глава 13. Покрытия на основе битумных мастик: технология изготовления мастик

83. Мастики изготавливаются на стационарном технологическом оборудовании в заводских условиях. Битумно-атактическая мастика может быть изготовлена в условиях трубоизоляционной базы в специальных битумо-варочных котлах, оснащенных механическими мешалками. Изготовление мастик и нанесение их на трубы должно производиться в соответствии с технологическим регламентом, разработанным в установленном порядке.

84. Для приготовления мастики битум освобождают от тары и кусками загружают в котел на 3/4 его вместимости. Перед загрузкой котел должен быть тщательно очищен. Загруженный битум нагревают при температуре 140 – 150 °С до полного расплавления.

85. В случае интенсивного вспенивания для его прекращения в битум добавляют низкомолекулярный силоксановый каучук СКТН-1 из расчета 2 г на 1 т массы или пеногаситель ПМС-200 в той же пропорции.

86. После полного обезвоживания при температуре 170 – 180 °С в битум при непрерывном перемешивании добавляют атактический полипропилен или модификатор битумных мастик в количестве не более 5%.

87. Для получения однородной, без комков и включений мастики необходимо ее интенсивное перемешивание в процессе изготовления.

88. При применении в качестве наполнителя атактического полипропилена последний следует добавлять в расплавленный и обезвоженный битум порциями не более 10 – 15 кг или добавлять его в расплавленном виде.

89. В целях предупреждения коксования битумных мастик не следует нагревать их и выдерживать более 1 часа при температуре выше 190 °С.

Признаком начавшегося коксования битума является появление на поверхности расплавленной массы пузырей и зеленовато-желтого дымка.

90. Для повышения механической прочности покрытий из мастик в их конструкцию должны входить слои из армирующих материалов.

91. В качестве армирующих материалов для мастичных битумных покрытий применяют стеклохолсты, нетканое полимерное полотно либо, стеклосетка. Допускается применять стеклохолсты других марок, соответствующие основным показателям, установленным в нормативно-технической документации.

Глава 14. Покрытия на основе битумных мастик: технология нанесения покрытий на основе битумных мастик

92. При нанесении покрытий необходимо выполнять качественную очистку и праймирование поверхности труб, а также соблюдать температурный режим в процессе изготовления мастики и нанесения ее на трубы. Толщина наносимого мастичного изоляционного слоя, сплошность и прилипаемость его, степень пропитки армирующих материалов зависят от вязкости мастики, регулируемой изменением температуры в ванне.

93. Покрытия на основе битумных мастик наносятся на трубы в базовых условиях на механизированных линиях изоляции, включающих печь сушки труб, узел щеточной очистки поверхности труб, камеру нанесения и сушки грунтовки, битумную ванну и бобинодержатели для армирующих и оберточных материалов, узел водяного охлаждения покрытия.

94. Трубы продвигаются по линии по ролико-опорам и имеют поступательно-вращательное движение.

95. Трубы высушивают при помощи специальной проходной печи или в помещении естественной сушкой на стеллажах-накопителях.

96. Поверхность труб очищают механическим способом с помощью вращающихся проволочных щеток.

97. На механизированных линиях праймер наносят на сухую поверхность труб сразу после их очистки путем полива из расходной емкости и растирания специальным полотенцем, а в полевых условиях – с помощью кистей, мягкой ветоши и полотенец.

98. Слой праймера на поверхности труб должен быть ровным, без пропусков, сгустков и пузырей. Толщина слоя, высушенного праймера регулируется его расходом. Расход битумного праймера – 80 г/м² изолируемой поверхности.

Праймер перед нанесением покрытия должен быть высушен «до отлипа».

99. Нанесение покрытия на трубы в трассовых условиях должно производиться не позднее, чем через сутки после нанесения праймера.

При температуре воздуха выше 30 °С при формировании покрытия как в базовых, так и в трассовых условиях допускается снижение температуры битумной мастики до 140 – 150 °С.

100. Мастику наносят по периметру и длине трубы ровным слоем заданной толщины без пузырей и посторонних включений.

101. Слои армирующей обмотки и наружная обертка из бумаги должны накладываться на горячую мастику по спирали с нахлестом и определенным натяжением, исключаям пустоты, складки и обеспечивающим непрерывность слоя мастики и необходимую толщину защитного покрытия.

102. При нанесении мастичных покрытий на трубы должны быть оставлены неизолированными концы труб длиной 100 – 150 мм для труб диаметром 57 – 219 мм; 150 – 200 мм для труб диаметром 219 мм и более.

Глава 15. Комбинированные мастично-ленточные покрытия

103. К данному виду покрытий относятся:

- а) покрытие на основе термоусаживающейся ленты и мастики;
- б) покрытие на основе полимерно-битумной ленты.

104. Структура покрытия усиленного типа включает:

- а) грунтовку (расход 80 г/м²);
- б) мастичный армированный слой толщиной не менее 4,0 мм;
- в) термоусаживающуюся ленту.

105. Основные требования к покрытию усиленного типа приведены в таблице № 11 Приложения № 5 к настоящей Инструкции.

106. Покрытие типа наносится на трубопроводы в процессе строительства или ремонта по очищенной щетками и загрунтованной поверхности. Мастичная композиция перед нанесением должна быть нагрета до температуры 130 – 140 °С и нанесена ровным слоем по всей поверхности трубы. Для достижения толщины мастичного слоя, равной 4,0 мм, покрытие армируют стеклосеткой. Поверх горячего мастичного слоя должна быть нанесена по спирали с нахлестом не менее 25 мм термоусаживающаяся лента (без адгезионного слоя) толщиной 0,8 мм.

107. Структура покрытия усиленного типа на основе полимерно-битумных лент включает:

- а) битумный праймер (расход 80 г/м²);
- б) полимерно-битумную ленту (изоляционную) толщиной не менее 1,7 мм в два слоя;
- в) обертку защитную полимерную липкую толщиной 0,6 мм.

Допускается применение конструкции покрытия, включающей:

- а) битумный праймер (расход 80 г/м²);
- б) полимерно-битумную ленту (изоляционную) толщиной не менее 2,0 мм;

в) полимерно-битумную ленту (оберточную) толщиной не менее 2,0 мм.

Общая толщина покрытия должна быть не менее 4,0 мм. Допускается для труб диаметром до 159 мм включительно применять конструкцию из двух слоев полимерно-битумной изоляционной ленты толщиной каждого слоя не менее 2,0 мм.

108. Покрытие из битумно-полимерных лент наносится на трубопроводы в процессе строительства или ремонта по очищенной щетками и покрытой битумным праймером стальной поверхности. Битумный праймер перед нанесением ленты может быть подсушен для ускоренного формирования адгезии. Применение праймеров, применяемых под липкие ленты, категорически запрещается. Перед нанесением на трубу мастичный слой ленты должен быть подплавлен пламенем газовой горелки или паяльной лампы. При нанесении на изолируемую поверхность лента должна быть плотно прижата (прикатана) к трубе.

Глава 16. Технология производства и приемки работ по изоляции резервуаров СУГ: требования к применяемым материалам и структуре покрытия

109. Для подземных стальных резервуаров должны применяться защитные покрытия весьма усиленного типа на основе рулонного наплавляемого материала или битумных мастик. Рекомендуемым для изоляции СУГ является рулонный наплавляемый битумно-полимерный материал.

110. Покрытие резервуаров СУГ объемом до 200 м³ должно состоять из слоя битумного праймера и двух слоев рулонного битумно-полимерного материала. Функцию обертки выполняет полиэтиленовая пленка, нанесенная на рулонный материал. Общая толщина покрытия должна быть не менее 8,0 мм.

111. Покрытие должно хорошо прилипать к поверхности резервуара. Адгезия покрытия на сдвиг должна составлять не менее 5,0 кгс/см². Нижние и верхние слои покрытия должны быть сплавлены между собой, между слоями не должно быть пазух, вздутий и расслоений. Покрытие должно быть сплошным, без пропусков и прожогов.

Глава 17. Технология производства и приемки работ по изоляции резервуаров СУГ: технология проведения изоляционных работ

112. Работа по изоляции резервуаров СУГ должна проводиться в соответствии с разработанной исполнителем работ технологической инструкцией по производству работ по нанесению изоляционного покрытия из рулонного битумно-полимерного материала на резервуары для хранения сжиженного газа $V = 50 - 200 \text{ м}^3$ и состоит из ряда последовательно проводимых технологических операций:

- а) предварительный подогрев и сушка поверхности резервуара (при необходимости);
- б) пескоструйная очистка поверхности резервуара;
- в) праймирование изолируемой поверхности и подсушивание битумного праймера;
- г) раскраивание полос материала в соответствии с требуемыми размерами;
- д) формирование покрытия путем наклеивания подплавленного с внутренней стороны и тщательной его прикатки.

113. Перед нанесением покрытия изолируемая поверхность резервуара должна быть очищена от продуктов коррозии и при необходимости (дождь, снег) подсушена.

Очистку поверхности необходимо осуществлять с применением пескоструйных аппаратов, позволяющих с большой скоростью и эффективностью достичь требуемой степени очистки и придания поверхности необходимой шероховатости.

114. Для праймирования поверхности резервуаров СУГ необходимо использовать битумный праймер, который приготавливают из битума и бензина в условиях заготовительных мастерских.

115. Формирование защитного покрытия на резервуарах СУГ необходимо осуществлять методом наклеивания раскроенного полотна, подплавленного с внутренней стороны. Подплавление производят пламенем пропановой горелки, не допуская возгорания и стекания расплавленной мастики. Признаком того, что мастика достаточно расплавлена, чтобы обеспечить требуемую прилипаемость к запраймированной поверхности, является образование валика подплавленной мастики на поверхности рулонного материала.

116. Покрытие наносят по круговому периметру резервуара, наклеивая полотнища по направлению «снизу-вверх».

Наклейку рулонного материала на резервуар производят ярусами, начиная с нижнего. Длина полотнища не должна быть более 2,0 м.

Нахлест полотнища верхнего яруса на нижний должен составлять не менее 80 мм.

117. Завершать обклеечные работы по периметру резервуара необходимо в верхней его части, наклеивая полотнища таким образом, чтобы одна его половина попадала на правую сторону резервуара, другая – на левую, и при этом обеспечивался требуемый нахлест на ниже приклеенный ярус материала.

118. Чтобы исключить образование пустот и пазух в местах нахлеста одного слоя материала на другой, необходимо сразу же после прикатки произвести шпаклевку кромок покрытия выступившей из-под рулонного материала подплавленной мастикой.

119. Наклейка полотнищ по направлению «вдоль резервуара» должна осуществляться «встык». Для герметизации стыковочный шов нагревают горелкой и зашпаклевают подплавленной мастикой.

120. К выполнению работ по нанесению второго слоя покрытия приступают после того, как удостоверились в правильном нанесении первого слоя: кромки полотна в нахлесте зашпаклеваны; вертикальные стыковочные швы не разошлись, хорошо прошпаклеваны; материал приклеен к поверхности без пустот, гофр и вздутий.

121. Второй слой наплаваемого рулонного материала сдвигают по отношению к первому таким образом, чтобы полотнища верхнего слоя перекрывали швы нижележащего слоя.

Технологические приемы при наклейке второго слоя рулонного материала в основном такие же, как при наклейке первого. Однако, при нанесении второго слоя необходимо одновременно с подплавлением рулонного материала осуществлять подогрев поверхности ранее наклеенного изоляционного слоя до начала его плавления и плотную его прикатку.

При несоблюдении этих требований прилипаемость между слоями покрытия будет недостаточной, в покрытии могут возникнуть расслоения в процессе эксплуатации.

Глава 18. Технология производства и приемки работ по изоляции резервуаров СУГ: приемка работ и контроль качества покрытия

122. Контроль качества сформированного покрытия осуществляют после того, как его температура снизится до температуры окружающего воздуха, но не менее чем через 6 часов после его нанесения.

123. При контроле качества покрытия осуществляют:

а) внешний осмотр в процессе послойного формирования покрытия и всей поверхности готового покрытия;

б) замер толщины магнитным толщиномером типа УКТ-1, МТ-2003И и другими, работающими в диапазоне толщин до 10,0 мм;

в) проверку сплошности искровым дефектоскопом;

г) определение степени прилипаемости к поверхности резервуара адгезиметром типа СМ-1 или методом «выреза треугольника»;

д) определение прилипаемости слоев покрытия друг к другу.

Глава 19. Изоляция фасонных элементов трубопроводов в базовых условиях

124. Для изоляции фасонных элементов (цокольных выводов, углов поворотов, колен, конденсатосборников и другое) подземных трубопроводов следует применять покрытия состоящих из двух слоев композиционного материала на основе отвержденной полиэфирной смолы, армированного стекловолокнистыми матами или на основе полиуретановых композиций, представляющих собой двухкомпонентные отверждающиеся системы на основе полиуретана и технологических добавок.

125. Вышеуказанные покрытия наносятся на фасонные элементы трубопроводов в условиях трубоизоляционных баз или механических мастерских согласно специально разработанным и утвержденным в установленном порядке Технологическим инструкциям на каждый вид покрытия. Названные покрытия допускается наносить в трассовых условиях при соблюдении технологических параметров нанесения и отверждения покрытий, а также контроля качества применяемых композиций и нанесенного покрытия.

Глава 20. Изоляционные работы на местах строительства подземных сооружений

126. Проведение работ по изоляции сварных стыков, мест врезок, углов поворотов, мелких фасонных частей, а также резервуаров СУГ ручным способом в трассовых условиях во время дождя и снегопада допускается только при условии защиты изолируемой поверхности от попадания влаги. При температуре воздуха ниже минус 25 °С проведение изоляционных работ запрещается.

127. Сварные стыки труб, фасонные части (гидрозатворы, конденсатосборники, колена и другое), а также места повреждений защитного покрытия изолируют в трассовых условиях, по возможности теми же материалами, что и трубопроводы, или другими, по своим защитным свойствам не уступающими покрытию линейной части трубы и сочетающимися с покрытием трубопровода.

128. Перед проведением изоляционных работ в трассовых условиях необходимо:

- а) ознакомиться с технологией изоляционных работ;
- б) подготовить необходимое оборудование и приспособления;
- в) подготовить укрытие для изоляционных работ в случае ненастной погоды или сильного ветра (при нанесении термоусаживающихся лент).

Глава 21. Изоляционные работы на местах строительства подземных сооружений: технология изоляции стыков трубопроводов с покрытием из экструдированного полиэтилена термоусаживающимися лентами

129. Наиболее близким по качеству к покрытию из экструдированного полиэтилена является покрытие стыка, сформированное в трассовых условиях из термоусаживающихся лент с применением специального оборудования и приспособлений (пескоструйная установка или шлифмашинка, газовые баллоны с горелками, прикаточные валики и другое).

130. Для изоляции стыков могут применяться термоусаживающиеся ленты класса не ниже С50. Толщина термоусаживающейся ленты должна быть не менее 1,5 мм. Основные физико-механические показатели качества названных лент приведены в таблице № 12 Приложения № 5 к настоящей Инструкции.

131. Изоляция сварных стыков термоусаживающимися лентами должна выполняться по приведенной ниже технологии и состоит из ряда последовательно проводимых технологических операций:

- а) предварительный подогрев и сушка стыка (при необходимости);
- б) очистка зоны сварного стыка шлифмашинкой или пескоструйным аппаратом;
- в) формирование манжеты и ленты;

г) нанесение и усадка манжеты и нагрев стыка.

132. Формирование манжеты. Термоусаживающаяся лента, используемая для изоляции сварного стыка труб, вырезается таким образом, чтобы ее нахлест на заводское изоляционное покрытие составлял не менее 70 мм, а длина соответствовала длине окружности трубопровода плюс 20% от этой длины на термоусадку материала, плюс 100 мм на нахлест при формировании манжеты.

Формирование из ленты кольцевой манжеты проводится непосредственно на трубопроводе рядом со стыком. При этом заготовка ленты по кольцу изгибается вокруг сварного стыка трубопровода. Величина нахлеста ленты должна составлять не менее 100 мм. Под манжету в месте нахлеста ленты подставляется прокладка из термостойкого материала (фторопласта). После чего с помощью ручной газовой горелки прогревают адгезионный подслоя ленты в месте нахлеста до образования расплава, а затем вручную с применением прикатывающего валика производят уплотнение места нахлеста ленты. По мере остывания расплава происходит склеивание ленты и формирование кольцевой манжеты.

Подготовленную манжету оставляют рядом с зоной сварного стыка трубопровода до тех пор, пока не прогреют стык до необходимой температуры.

133. Нагрев зоны сварного стыка до необходимой температуры (130 – 140 °С) производят ручными газовыми горелками различных конструкций. Газовая горелка должна обеспечивать получение факела не коптящего пламени длиной не менее 300 мм и шириной до 100 мм. Контроль температуры нагрева стыка в разных точках осуществляют пробным контактом полоски ленты, прикладываемой к поверхности разогретого стыка подклеивающим слоем. Если подклеивающий слой ленты при контакте с металлом трубы быстро плавится и прилипает к стальной поверхности, температура стыка достаточная для формирования покрытия из термоусаживающейся ленты. При нагреве стыка до указанной выше температуры металл приобретает сизоватый цвет.

134. Края примыкающего к стыку покрытия также должны быть нагреты мягким пламенем горелки до 90 – 100 °С, полиэтилен при этом может слегка размягчиться.

135. Нанесение и усадка манжеты. После нагрева изолируемой зоны до необходимой температуры термоусаживающаяся манжета устанавливается на место сварного стыка. Величина нахлеста манжеты на заводское покрытие труб должна составлять не менее 70 мм по обе стороны сварного стыка.

Процесс термоусаживания манжеты начинается с ее фиксирования на зоне сварного стыка. Это достигается равномерным прогревом центральной части манжеты по всему периметру, в результате чего манжета дает усадку и фиксируется на трубе. Для обеспечения равномерности усадки материала и предотвращения сваривания манжеты к верхней образующей трубопровода в самом начале процесса усадки между манжетой и трубой по обеим сторонам манжеты устанавливаются эластичные специальные кольцевые прокладки толщиной 10 – 15 мм (могут быть изготовлены из отрезков кабеля и так далее).

После закрепления манжеты на изолируемом участке трубопровода прокладки вынимаются, и производится прогрев и усадка всей манжеты.

Процесс усадки ведется от центра манжеты к кромкам. При этом для обеспечения максимального адгезионного контакта между манжетой и изолируемым участком трубопровода нельзя допускать образования под покрытием воздушных пузырей, складок. Уплотнение, выравнивание покрытия может производиться вручную (с помощью рукавицы), прикатывающим эластичным валиком, дощечкой с мягкой, эластичной набивкой и другое.

Термоусаживающаяся манжета должна плотно, без гофр и складок облепать изолируемый участок трубопровода с выходом валика расплава адгезионного подслоя ленты из-под манжеты на заводское покрытие.

136. Контроль качества изолируемого стыка. Сформированное защитное покрытие должно удовлетворять следующим требованиям:

- а) иметь одинаковую величину нахлеста на заводское покрытие;
- б) копировать рельеф изолируемой поверхности сварного стыка без гофр, морщин, протяженных и локальных воздушных включений;
- в) не иметь проколов, задиrow и других сквозных дефектов;
- г) толщина сформированного покрытия должна быть не менее 1,5 мм;
- д) показатель прочности адгезионной связи сформированного покрытия с металлом и заводским полиэтиленовым покрытием должен составлять не менее 2,0 кг на см ширины отслаиваемой полосы.

Глава 22. Изоляционные работы на местах строительства подземных сооружений: изоляция стыков и ремонт мест повреждений полимерных покрытий трубопроводов с применением полиэтиленовых липких лент и полимерно-битумных лент

137. Для изоляции стыков и ремонта мест повреждений полимерных покрытий трубопроводов (из экструдированного полиэтилена, из полиэтиленовых липких лент и другое) могут применяться полиэтиленовые липкие ленты и полимерно-битумные ленты типа.

138. Полиэтиленовые липкие ленты толщиной 0,45 мм могут применяться для изоляции стыков газопроводов малых и средних диаметров ($\varnothing 57 - 530$) мм с заводским покрытием преимущественно из полиэтиленовых липких лент. Допускается применение указанных лент для изоляции стыков трубопроводов, построенных из труб с покрытием из экструдированного полиэтилена, при условии, что с концов труб полиэтиленовое покрытие снято на конус под углом не более 30° и что на 100 мм примыкающего к стыку покрытия создана шероховатость. Невыполнение указанного условия приводит к браку в покрытии стыка.

Липкие ленты должны наноситься на стык по специальному клеевому праймеру, выпускаемому под каждый вид ленты, с усилием натяжения $1,5 \div 2,0$ кгс на см ширины навиваемой полосы.

139. Качественное выполнение работ при ручном нанесении ленточного покрытия на стык возможно лишь при температуре окружающего воздуха не ниже $+10^\circ\text{C}$, то есть в теплое время года, и при использовании полиэтиленовых лент толщиной не более 0,45 мм.

140. Качество покрытия стыка из полиэтиленовых липких лент должно соответствовать требованиям ГОСТ 9.602-2016. Структура покрытия усиленного типа должна включать три слоя изоляционной ленты и слой оберточной ленты. Общая толщина покрытия должна составлять не менее 1,8 мм.

141. Технология изоляции стыка полиэтиленовыми липкими лентами состоит из следующих технологических операций:

- а) очистка изолируемой поверхности трубопровода и нанесение грунтовки, специально выпускаемой под каждый вид ленты;
- б) заравнивание выступающего клейма сварщика и сварного шва пластичной битумной мастикой, нанесенной по праймеру;
- в) снятие на конус под углом не более 30° примыкающего к стыку ПЭ-покрытия и придание ему шероховатости на длине 100 мм металлическими щетками или шлифмашинкой (если это не сделано в заводских условиях);
- г) снятие с примыкающего к стыку покрытия защитной обертки на длине около 100 мм (относится к покрытию из полиэтиленовых липких лент);
- д) нанесение на подготовленную поверхность сварного стыка изоляционной полиэтиленовой ленты с нахлестом более 65% для получения 3-слойного покрытия.

Нахлест на примыкающее к стыку покрытие линейной части трубы должен быть не менее 100 мм, то есть на тот участок, с которого была снята защитная обертка.

142. Нанесение изоляционной ленты на стык должно осуществляться по подсохшей «до отлипа» грунтовке, причем грунтовка должна наноситься не только на околошовную зону

сварного стыка, но и на примыкающее к стыку полиэтиленовое покрытие. Грунтовка должна наноситься равномерным слоем, особое внимание необходимо уделять равномерности нанесения грунтовки на нижнюю образующую стыка трубопровода. Не допускается наличие пропусков грунтовки по поверхности. Расход грунтовки – 80 г/м².

143. На стык, изолированный полимерной липкой лентой, должны наносить защитную полимерную обертку в один слой с нахлестом витков 2÷2,5 см.

144. Качество нанесенного на стык покрытия должно соответствовать требованиям таблицы № 7 Приложения № 5 к настоящей Инструкции.

145. Засыпку газопровода грунтом необходимо осуществлять только после формирования адгезии ленточного покрытия к трубе (не менее чем через сутки).

146. Изоляцию стыковых соединений и фасонных элементов трубопроводов, включая конденсатосборники, с указанными полимерными покрытиями полимерно-битумными лентами необходимо производить по следующей технологии:

- а) сушка и подогрев изолируемой поверхности (в зимнее и сырое время года);
- б) очистка изолируемой поверхности (ручная – металлическими щетками или механизированная – шлифмашинками);
- в) обработка концевых участков полиэтиленового покрытия (50 – 70 мм) щетками для придания глянцевой поверхности шероховатости;
- г) нанесение на изолируемую поверхность кистью или валиком битумного праймера;
- д) навивка по праймеру заранее заготовленной полосы ленты. Навивку следует производить, предварительно освободив липкую мастичную сторону ленты от антиадгезионной прокладки и нагревая мастичный слой пламенем паяльной лампы или пропановой горелки до начала его подплавления. Прогретую ленту слегка натягивают и прижимают к изолируемой поверхности трубопровода. Во избежание образования пузырей и для плотного прилегания к трубе ленту дополнительно прикатывают валиком.

147. Ширина навиваемой полосы ленты при спиральной навивке должна быть не более 150 мм. Двухслойное покрытие формируется с одной бобины с нахлестом не менее 50%. Оберточную ленту наносят с нахлестом 15 – 20 мм. При изоляции углов поворота и мест врезок необходимо применять ленту шириной 70 – 85 мм.

148. Сформированное покрытие стыка из ленты должно удовлетворять следующим требованиям:

- а) иметь величину нахлеста на покрытие трубы не менее 70 мм;
- б) копировать рельеф изолируемой поверхности без гофр, быть плотным, без пазух и воздушных включений;
- в) толщина покрытия усиленного типа должна быть не менее 4,0 мм;
- г) адгезия покрытия из ленты к поверхности трубы и к полимерному покрытию должна составлять не менее 10 МПа. При нанесении ленты по подсушенному праймеру адгезия формируется быстро, в связи, с чем измерение адгезии можно проводить сразу после остывания покрытия. При нанесении ленты по «мокрому» праймеру адгезия формируется до указанной величины не менее суток;
- д) покрытие должно быть сплошным при проверке искровым дефектоскопом при напряжении на щупе не менее 5 кВ на 1 мм покрытия, но не более 20 кВ (согласно ГОСТ 9.602-2016).

149. Ремонт мест повреждений покрытия из экструдированного полиэтилена необходимо выполнять с применением термоусаживающихся лент или ленты, а покрытий из полиэтиленовых липких лент – лентой или полиэтиленовой липкой лентой (аналогично технологии изоляции стыков, изложенной в пункте 141 настоящей Инструкции).

150. Работы по ремонту покрытий из экструдированного полиэтилена термоусаживающимися лентами включают следующие технологические операции:

- а) очистка зоны ремонтируемого участка покрытия (стальная поверхность, соседние участки заводского покрытия не менее 50 мм от края дефекта);

б) нагрев (сушка) ремонтируемого участка. Температура предварительного подогрева вновь изолируемой поверхности стали и прилегающих участков заводского (базового) покрытия определяется соответствующей технической документацией на данный материал;

в) нанесение ленты-заполнителя. При незначительной толщине покрытия (менее 2,0 мм) допускается применять заплату из термоусаживающейся ленты;

г) нанесение защитной заплаты из термоусаживающейся ленты. Заплата вырезается таким образом, чтобы ее нахлест на неповрежденное заводское покрытие составлял не менее 50 мм, а при больших и протяженных дефектах – не менее 70 мм.

151. Ремонт мест повреждений с применением полимерно-битумной ленты включает следующие технологические операции:

а) зачистка покрытия вокруг оголенного участка трубопровода;

б) нанесение на оголенную металлическую поверхность битумного праймера и его просушивание;

в) наклеивание заплаты на запраймированный участок, вырезанной из ленты по форме поврежденного участка изоляции. Мастичный слой заплаты перед наклеиванием подплавляют пламенем паяльной лампы или газовой горелки;

г) подплавление и наложение поверх первого слоя второго слоя заплаты с перекрытием его не менее чем на 50 мм во все стороны. Для получения плотного покрытия его прикатывают валиком (через антиадгезионную бумагу).

Для предотвращения сдвиговых деформаций при засыпке трубопровода грунтом (особенно на трубопроводах больших диаметров) поверх заплаты накладывают кольцевой бандаж из любой полимерной ленты с липким слоем.

Глава 23. Изоляционные работы на местах строительства подземных сооружений:
изоляция стыков и ремонт мест повреждений покрытия трубопроводов, построенных из труб с мастичным битумным покрытием

152. Для изоляции стыков трубопроводов и ремонта мест повреждений покрытия должны применяться преимущественно битумные мастики тех марок, из которых сформировано покрытие трубы, в частности, битумно-резиновая мастика, битумно-атактическая мастика и битумно-полимерная мастика, а также полимерно-битумная лента, являющаяся более технологичной в трассовых условиях, чем битумные мастики, и рулонный наплаваемый битумно-полимерный материал.

153. Требования к применяемым материалам:

а) битумно-резиновая мастика должна быть заводского изготовления;

б) битумно-атактическая мастика изготавливается в битумно-варочных котлах в условиях трубоизоляционных баз и разливается в мешки из крафт-бумаги или бидоны;

в) битумно-полимерная мастика также изготавливается в условиях трубоизоляционных баз с добавлением полимерного модификатора в количестве от 3 до 6%.

В качестве армирующих и оберточных материалов для изоляции стыков и ремонта мест повреждений мастичных битумных покрытий необходимо применять рулонные материалы:

а) полотно резиновое гидроизоляционное;

б) допускается применять в качестве армирующего материала для изоляции стыков стеклохолст, стеклосетку, нетканое полимерное полотно (пункт 91 настоящей Инструкции).

Глава 24. Изоляционные работы на местах строительства подземных сооружений:
технология изоляционных работ

154. Технология изоляции сварных соединений трубопроводов и ремонта мест повреждений битумных покрытий, а также нанесения покрытий на фасонные части с использованием битумных мастик и рулонного материала типа бризол или других армирующих материалов должна включать следующие основные операции:

а) очистку изолируемой поверхности стыка (ручная – щетками или наждачной бумагой № 2, № 3; механизированная – шлифмашинкой);

б) обработку концевых участков примыкающего к зоне сварного стыка битумного покрытия путем срезания его на конус на расстоянии 100 ÷ 150 мм, для чего удаляют с покрытия обертку из бумаги. Затем срезанное на конус покрытие выравнивают, подплавляя его газовой горелкой или паяльной лампой;

в) сушку и подогрев стыка (в зимнее и сырое время года);

г) нанесение на очищенную поверхность стыка кистью или валиком битумного праймера, приготовленного из битума и бензина (не содержащего солянку) в соотношении 1:3 по объему;

д) нагрев мягким пламенем газовой горелки (или паяльной лампой) примыкающих к зоне сварного стыка или места врезки концевых участков мастичного битумного покрытия длиной около 100 ÷ 150 мм до начала оплавления мастики;

е) нанесение по высохшему праймеру первого слоя горячей (140 ÷ 160) °С битумно-полимерной мастики, армированной 1 (одним) слоем рулонного материала типа бризол или стеклотканью;

ж) нанесение второго слоя горячей битумно-полимерной мастики, также армированной 1 (одним) слоем бризола или стеклотканью.

При армировании покрытия бризолом необходимая общая толщина достигается за счет нанесения двух слоев, а при армировании мастики стеклосеткой или нетканым полимерным полотном требуемая толщина покрытия достигается за счет нанесения трех слоев.

При нанесении покрытия необходимо соблюдать следующие требования:

а) ширина нахлеста формируемого на стыке покрытия на мастичное покрытие линейной части трубы должна быть не менее 100 мм;

б) полотно бризола целесообразно наносить на стык путем оборачивания им стыка, при этом ширина полотна должна определяться длиной стыка плюс 140 ÷ 200 мм. При изоляции мест врезок углов поворота и отводов необходимо использовать узкую ленту бризола или стеклоткани (шириной 70 ÷ 100 мм) и формировать покрытие методом навивки по спирали, причем витки ленты бризола, армирующие первый слой битумно-полимерного покрытия, не должны нахлестываться друг на друга. Второй (оберточный) слой наносится с нахлестом не менее 20 мм;

в) при изоляции стыка по указанной технологии следует проводить послойную прикатку сформированного покрытия валиком в целях избежания пустот и неровностей, а также для улучшения прилипаемости покрытия, как к металлу, так и к имеющемуся битумному покрытию.

При ремонте с применением битумных мастик необходимо выполнять следующие технологические операции:

а) на подогретый до оплавления участок с поврежденным битумным покрытием наносят из лейки слой горячей битумной мастики и накладывают поверх него заранее подготовленную заплату из бризола, перекрывающую дефект в покрытии не менее чем на 50 мм по всему периметру;

б) затем наносят второй слой расплавленной битумной мастики и его накрывают заплатой из бризола с нахлестом, не менее чем на 100 мм, перекрывающим первый слой покрытия. Сформированное покрытие в горячем виде прикатывают деревянным валиком для устранения воздушных пузырей, гофр и для более плотного межслойного сцепления покрытия;

в) толщина изоляционного покрытия зоны сварного стыка и на отремонтированном участке на трубах от $\varnothing 57$ до $\varnothing 159$ мм должна быть не менее 7,5 мм, на трубах от $\varnothing 168$ до 1020 мм – не менее 9,0 мм;

г) бризол, температура хрупкости которого до $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$, следует хранить в зимнее время в трассовых условиях в вагончиках, и перед нанесением на стык слегка прогреть ленту паяльной лампой или мягким пламенем газовой горелки, не допуская деформации полотна;

д) степень прилипаемости покрытия, как к металлу, так и к существующему покрытию должна быть удовлетворительной и соответствовать ГОСТ 9.602-2016 (для покрытий на основе битумных мастик);

е) во избежание расслоения между наносимой на стык мастикой и существующим на трубе мастичным покрытием необходимо в обязательном порядке прогревать до оплавления существующее на трубе покрытие. Качество изоляции стыка или отремонтированного участка покрытия в значительной степени зависит от соблюдения технологии изоляционных работ.

155. Изоляция стыковых соединений трубопроводов с мастичным битумным покрытием с применением полимерно-битумных лент должна включать следующие технологические операции:

а) подготовку поверхности стыка или места врезки трубопроводов к работам по нанесению покрытия из ленты проводят, как указано в пункте 154 настоящей Инструкции;

б) нанесение первого изоляционного слоя ленты по битумному праймеру путем наклеивания ленты шириной, равной ширине изолируемого стыка. Перед наклеиванием необходимо освободить от антиадгезионной пленки и прогреть мастично-полимерный слой пламенем пропановой горелки до начала его подплавления. Прогретую необходимо слегка натянуть и прижать к изолируемой поверхности трубопровода. Во избежание образования пузырей и для плотного прилегания к трубе ленту необходимо дополнительно прикатать валиком;

в) нанесение поверх первого, изоляционного слоя второго, оберточного слоя из большей ширины. Ширину навиваемой полосы второго слоя ленты необходимо выбирать таким образом, чтобы образовался нахлест на обе стороны основного покрытия не менее 7,0 см. Ленту наносят также путем подогрева пламенем газовой горелки мастичного слоя и прикаткой к уже имеющемуся покрытию;

г) для увеличения механической прочности формируемого покрытия стыка на основе ленты желательна второй слой наносить из ленты-оберточной. При отсутствии ленты-оберточной покрытие необходимо формировать из двух слоев ленты изоляционной плюс обертка из полиэтиленовой ленты.

156. Показатели качества покрытия стыка лентой должны соответствовать требованиям пункта 148 настоящей Инструкции.

Глава 25. Изоляционные работы на местах строительства подземных сооружений: технология ремонта поврежденных участков мастичного покрытия в трассовых условиях наплавляемым рулонным материалом

157. Ремонту подлежат сквозные повреждения покрытия, а также участки, на которых зафиксировано снижение толщины вследствие продавливания покрытия (вмятины, задиры и тому подобное). Поврежденные участки могут быть отремонтированы с применением наплавляемого рулонного битумно-полимерного материала.

158. Отслоившееся мастичное покрытие в зоне сквозного дефекта должно быть удалено с трубы, а края оставляемого покрытия освобождены от бумаги, зачищены на конус в разогретом виде с применением ножа или металлического шпателя. Поверхность оголенного металла трубопровода на участках дефекта необходимо зачистить от

ржавчины стальными проволочными щетками, высушить и запраймировать битумным праймером.

159. Работы по ремонту поврежденного мастичного покрытия подземных газопроводов включают следующие технологические операции:

а) выкраивание из рулонного материала двух заплат, форма и размер одной из которых соответствует форме повреждения покрытия, вторая заплата должна перекрывать первую по площади не менее чем на 5 см в каждую сторону;

б) оплавление краевых участков поврежденного покрытия пламенем паяльной лампы;

в) праймирование оголенного металла трубы битумным праймером;

г) подплавление пламенем паяльной лампы или газовой горелки с внутренней стороны заплаты и наложение ее на поврежденный участок покрытия таким образом, чтобы заплата как можно точнее легла на оголенный участок трубы и заполнила его. Заплату плотно прикатывают к трубе специальным валиком с антиадгезионной пропиткой или прижимают рукавицей;

д) подплавление и наложение поверх первого слоя второго слоя заплаты с перекрыванием его не менее чем на 5 см во все стороны, однако, при нанесении второго слоя необходимо одновременно с подплавлением рулонного материала осуществлять подогрев поверхности ранее наклеенного изоляционного слоя до начала его плавления и плотную его прикатку.

При несоблюдении этих требований прилипаемость слоев покрытия друг к другу будет недостаточной, в покрытии могут возникнуть расслоения в процессе эксплуатации.

160. Общая толщина покрытия, усиленного на отремонтированном участке, должна быть не менее 7,5 мм.

Покрытие должно хорошо прилипать к поверхности трубы и к основному мастичному покрытию. Адгезия покрытия на сдвиг должна составлять не менее 5,0 кгс/см². Нижний и верхний слои покрытия должны быть сплавлены между собой, между слоями не должно быть пазух, вздутий и расслоений. Покрытие должно быть сплошным, без пропусков и прожогов.

161. Для подплавления мастичного слоя ленты необходимо применять паяльные лампы либо газовые горелки, работающие от пропановых баллонов емкостью 50 л, оснащенных регулятором давления (редуктором).

162. Изоляция стыков, отводов, углов поворотов, мест врезок и заглушек трубопроводов, построенных из труб с различными видами покрытий, должна выполняться универсальной полимерно-битумной лентой, а также полиэтиленовой лентой, или битумно-полимерной мастикой, армированной брिзолем. Технологии изоляционных работ аналогичны приведенным в пунктах 141, 146, 154 и 155 настоящей Инструкции. Участки стыковки трубопроводов с различными видами покрытий должны выполняться материалами, приведенными в таблице № 13 Приложения № 5 к настоящей Инструкции.

Глава 26. Складирование и транспортировка изолированных труб и резервуаров СУГ

163. При складировании изолированных труб и резервуаров, а также их транспортировании к местам строительства следует принимать меры для предохранения защитного покрытия от повреждения.

164. Поднимать, перемещать и опускать изолированные трубы и резервуары необходимо с помощью механизмов вертикального транспорта (автомобильных или башенных кранов) с надежными захватными приспособлениями. Не допускается применение канатов, цепей и других грузозахватных устройств, которые могут повредить покрытие.

Башенные краны применяются при разгрузке с трубоизоляционных устройств, складировании и погрузке изолированных труб на автомобильный транспорт.

Автомобильные краны применяются при разгрузке изолированных труб на местах сооружения трубопроводов, а также на погрузке и разгрузке труб в железнодорожный транспорт.

165. Разгрузка изолированных труб на местах строительства трубопроводов должна производиться с применением мягких полотенец, капроновых кольцевых стропов или стальных стропов с торцевыми захватами.

166. Трубы с покрытием на трассе или строительной площадке должны укладываться на инвентарные прокладки, обеспечивающие сохранность покрытия. Укладывать изолированные трубы непосредственно на землю запрещается.

167. Участок трубопровода опускают в траншею при помощи мягких полотенец, плавно без ударов труб о стенки траншеи на постель из мягкого грунта. Освободить полотенца из-под трубы следует без рывков после проверки правильности укладки трубопровода в траншею.

168. Транспортирование изолированных труб должно производиться в железнодорожных полувагонах или автомобильным транспортом, оборудованным турникетными кониками и комплектуемым прицепами-ропусками, на которых также установлены турникетные коники с резиновыми прокладками, предохраняющими покрытие от повреждений.

169. Погрузочно-разгрузочные работы и хранение труб и резервуаров СУГ должны производиться в условиях, предотвращающих повреждение покрытия. Сбрасывание труб и резервуаров с автомобилей при их разгрузке не допускается.

170. Допустимая температура окружающей среды при хранении, транспортировке, погрузке и разгрузке изолированных труб зависит от материала, из которого изготовлено покрытие, и отражена в ТУ на трубы с конкретным видом покрытия.

171. При длительном (более 6 месяцев) хранении труб с покрытием и изолированных резервуаров СУГ рекомендуется не допускать попадания на них прямых солнечных лучей.

172. При складировании изолированных труб должны выполняться следующие требования:

а) трубы с покрытием должны храниться на стеллажах, оборудованных поперечными вертикальными упорами, исключающими самопроизвольное скатывание труб. Нижний ряд труб должен укладываться на ложементы;

б) высота штабеля для труб с мастичным битумным покрытием не должна превышать 2 м;

в) высота штабеля для труб с полимерными покрытиями (из экструдированного полиэтилена, ленточно-полиэтиленовым, из полиэтиленовых липких лент) не должна превышать 3 м;

г) расстояние между штабелями должно обеспечивать проезд трубовоза и работу крана;

д) площадка для складирования должна быть горизонтальной.

173. При складировании труб запрещается:

а) укладывать в один штабель трубы разного диаметра;

б) складировать вместе изолированные и неизолированные трубы;

в) укладывать трубы в наклонном положении с опиранием поверхности трубы на кромки нижележащих труб.

Глава 27. Специальные требования

174. К выполнению работ по нанесению на стыки трубопроводов покрытия из битумных мастик допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование, обучение и сдавшие экзамен в установленном порядке.

175. Каждый рабочий при допуске к работе получает Инструктаж по технике безопасности на рабочем месте с соответствующей распиской в журнале по проведению инструктажа.

176. Лица, работающие с оборудованием для подогрева изоляционных материалов (мастик, рулонных материалов) должны проходить обучение по программам пожарно-технического минимума со сдачей зачетов.

177. При выполнении работ по изоляции стыков и ремонту мест повреждений покрытия все работающие с горячими мастиками и грунтовками (праймером), содержащими токсичные и летучие огнеопасные вещества, должны быть проинструктированы об их свойствах и обучены безопасным методам и приемам работ по утвержденной программе.

178. Рабочие, занятые приготовлением и нанесением мастичного слоя и праймера (грунтовки) должны работать в брезентовых рукавицах, фартуках и ботинках на толстой подошве.

179. При приготовлении праймера смешение битума с бензином должно производиться только деревянными мешалками на расстоянии не менее 10 м от места разогрева битума.

180. Емкости для хранения праймера должны иметь герметичные крышки. При вывинчивании пробок у бочек с праймером нельзя ударять молотком или другими металлическими предметами. Нельзя курить около емкостей и у мест приготовления и применения праймера.

181. Если в процессе работы был пролит бензин (или праймер), это место следует засыпать песком или землей. Воспламенившуюся мастику категорически запрещается тушить водой. Тушить ее следует, накрыв кошмой, песком, порошковыми или углекислотными огнетушителями.

182. При работе с наплавляемыми битумно-полимерными материалами следует соблюдать такие же меры безопасности, как при работе с расплавленными битумными мастиками: попадание их на кожу вызывает сильные и глубокие ожоги. По степени воздействия пары битума относятся к IV классу опасности.

183. Лица, занятые в производстве изоляционных работ с применением праймера, битумных мастик и газовых горелок, должны быть обеспечены спецодеждой и средствами индивидуальной защиты в соответствии с типовыми нормами, утвержденными уполномоченным Правительством Приднестровской Молдавской Республики исполнительным органом государственной власти, в ведении которого находятся вопросы выработки политики в области охраны труда.

184. Оборудование для подплавления рулонных битумно-полимерных материалов (газовые горелки с баллонами, паяльные лампы и другое) не допускается использовать с неисправностями, способными привести к пожару.

Запрещается пользоваться шлангами, длина которых более 30 м.

Запрещается использовать одежду и рукавицы со следами масел и бензина.

Запрещается допускать к самостоятельной работе лиц (работников, стажеров, практикантов) не прошедших обучение мерам пожарной безопасности в соответствии с требованиями законодательства Приднестровской Молдавской Республики.

При эксплуатации пропановых баллонов с редуктором во время работ по подогреву изоляционных материалов необходимо соблюдать Правила безопасности в газовом хозяйстве. Перед открытием вентиля баллона необходимо вывернуть регулирующий маховик до полного освобождения задающей пружины. Запрещается быстрое открытие вентиля баллона при подаче газа в редуктор. Присоединительные элементы редуктора и вентиля должны быть чистыми и не иметь никаких повреждений, следов масел и жиров.

185. При эксплуатации баллона с редуктором необходимо соблюдать Правила эксплуатации, изложенные в Паспорте на оборудование.

186. К месту работ баллоны должны доставляться на специальных тележках. Переноска баллонов на плечах и руках запрещается.

187. Баллоны с газом при хранении и эксплуатации должны быть защищены от действия солнечных лучей и других источников тепла. Расстояние от горелок (по горизонтали) до отдельных баллонов с пропаном должно быть не менее 5 м.

188. Паяльные лампы необходимо содержать в полной исправности и не реже 1 раза в месяц проверять их на прочность и герметичность. Каждая паяльная лампа должна иметь паспорт с результатами заводских гидроиспытаний.

189. Заправлять паяльные лампы горючим и разжигать их следует в специально отведенных для этих целей местах.

190. Во избежание взрыва паяльной лампы запрещается:

а) применять в качестве горючего для ламп, работающих на керосине, бензин или смеси бензина с керосином;

б) повышать давление в резервуаре лампы при накачке воздуха более допустимого рабочего давления, указанного в паспорте;

в) заполнять лампу горючим более чем на 3/4 объема ее резервуара;

г) отвертывать воздушный винт и наливную пробку, когда лампа горит или еще не остыла;

д) ремонтировать лампу, а также выливать из нее или заправлять ее горючим вблизи открытого огня (в том числе, горящей спички, сигареты и тому подобное).

191. Хранение в одном помещении баллонов с пропаном, а также битума, растворителей и рулонных материалов не допускается.

192. Спецодежда лиц, работающих с растворителями, должна храниться в подвешенном виде в металлических шкафах.

193. В местах приготовления и хранения грунтовок, праймера и исходных материалов не допускается курение и применение открытого огня.

194. В случае загорания рулонных битумных материалов и растворителей необходимо использовать при тушении углекислотные огнетушители, песок. Использование воды при тушении не допускается.

Глава 28. Приборы контроля качества покрытий трубопроводов

195. Важнейшими параметрами противокоррозионных покрытий труб являются толщина, адгезия к поверхности трубы и физическая сплошность.

196. Измерение толщины для различных типов диэлектрических покрытий с толщиной от 20 мкм до 11,0 мм осуществляют неразрушающим методом с применением толщиномеров, такие как УКТ-1, УКТ-2, МТ-41НЦ, МТ-32Н и другие.

197. Для контроля физической сплошности покрытий, то есть для обнаружения сквозных проколов и мест повреждения покрытия применяют искровые дефектоскопы, имеющие выходное импульсное напряжение на поисковой штанге в диапазоне от 1 до 36 кВ.

Для проверки качества изоляции труб в условиях трубоизоляционных баз, а также в полевых условиях применяются искровые дефектоскопы.

198. Адгезию защитных покрытий к стали контролируют с применением адгезиметров:

а) в базовых и заводских условиях – через каждые 100 м или на каждой десятой трубе в партии;

б) в трассовых условиях – на 10 % сварных стыков труб, изолированных вручную;

в) на резервуарах – не менее чем в двух точках по окружности.

Для мастичных покрытий допускается определить адгезию методом выреза равностороннего треугольника с длиной стороны не менее 4,0 см с последующим отслаиванием покрытия от вершины угла надреза. Адгезия считается удовлетворительной, если при отслаивании новых покрытий более 50 % площади отслаиваемой мастики остается на металле трубы.

Для измерения величины адгезии покрытий к поверхности трубы применяют адгезиметры.

199. Для обнаружения мест сквозных повреждений изоляционных покрытий металлических трубопроводов, уложенных в грунт, предназначены:

- а) искатель повреждений изоляции трубопроводов – ИПИТ-2;
 - б) аппаратура нахождения трасс и повреждений изоляции газопроводов – АНТПИ;
 - в) комплект аппаратуры обнаружения дефектов изоляции – КАОДИ;
 - г) искатель сквозных повреждений гидроизоляции металлических газопроводов – ТИСПИ-03;
 - д) аппарат нахождения повреждений изоляции АНПИ-3.
- Характеристики названных приборов приведены в таблице № 14 Приложения № 5 к настоящей Инструкции.

Раздел 4. ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДОВ

Глава 29. Организация работ по электрохимической защите

200. Организация работ по ЭХЗ включает:

- а) проектирование ЭХЗ (определение опасности коррозии, разработка и согласование проектной документации);
- б) строительные-монтажные работы;
- в) пуско-наладочные работы;
- г) приемку в эксплуатацию;
- д) производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности при эксплуатации ЭХЗ (в том числе проверка ее эффективности, степени защищенности трубопроводов, технические осмотры установок защиты, их текущий и капитальный ремонт).

Глава 30. Определение опасности коррозии: определение коррозионной агрессивности грунтов

201. Удельное электрическое сопротивление грунта определяют для выявления участков трассы с высокой коррозионной агрессивностью грунта, в пределах которых необходима ЭХЗ стальных трубопроводов, а также для расчета параметров катодной и гальванической (протекторной) защиты.

Удельное электрическое сопротивление грунта определяется в полевых и лабораторных условиях.

202. Удельное электрическое сопротивление грунта в полевых условиях определяют непосредственно на местности по трассе подземного трубопровода без отбора проб грунта. В качестве аппаратуры применяются измерители сопротивления типа Ф-416, М-416. Допускается применение других приборов.

В качестве электродов применяются стальные стержни длиной 250 – 350 мм и диаметром 15-20 мм. Конец электрода, забиваемый в землю, заточен конусом. На верхнем конце электрода предусматривается возможность подключения проводов, идущих к измерительным приборам. Перед проведением измерений поверхность электродов должна быть зачищена.

203. Измерение электрического сопротивления грунта производят по четырехэлектродной схеме на рисунке № 1 Приложения № 7 к настоящей Инструкции. Электроды размещают на поверхности земли на одной прямой линии, которая для проектируемого трубопровода должна совпадать с осью трассы, а для уложенного в землю – проходить перпендикулярно или параллельно ему на расстоянии 2 – 4 м от оси трубы. Измерения выполняют через каждые 100 – 200 м в период, когда на глубине заложения трубопровода отсутствует промерзание грунта.

Глубина забивки электродов в грунт не должна быть более 1/20 расстояния между электродами. Расстояние между электродами принимается равным глубине прокладки подземного трубопровода.

204. Удельное электрическое сопротивление грунта ρ , Ом·м, определяют по формуле:

$$\rho = 2 \pi R a, \text{ где:}$$

а) R – измеренное по прибору сопротивление, Ом;

б) a – расстояние между электродами, м.

Результаты измерений и расчетов заносят в протокол (Приложение № 8 к настоящей Инструкции).

205. Для определения удельного электрического сопротивления грунта в лабораторных условиях необходимо произвести отбор и обработку проб испытываемого грунта.

Пробы грунта отбирают в шурфах, скважинах и траншеях из слоев, расположенных на глубине прокладки сооружения, с интервалами 50 – 200 м на расстоянии 0,5 – 0,7 м от боковой стенки трубы. Для пробы берут 1,5 – 2 кг грунта, удаляют твердые включения размером более 3 мм. Отобранную пробу помещают в полиэтиленовый пакет и снабжают паспортом, в котором указываются номера объекта, пробы, место и глубина отбора пробы.

206. Для определения коррозионной агрессивности грунта по отношению к стали в лабораторных условиях рекомендуется пользоваться методиками, изложенными в приложениях № 1 и № 2 ГОСТ 9.602-2016, или использовать специальные устройства и приборы, например, УЛПК-1, АКГК.

Приборы снабжены инструкцией по эксплуатации, ячейками, электродами, предназначенными для определения удельного электрического сопротивления грунта и средней плотности катодного тока, необходимого для смещения потенциала стали в грунте на 100 мВ отрицательнее потенциала коррозии.

207. Определение удельного электрического сопротивления грунта в лабораторных условиях проводится по 4-электродной схеме. Сущность метода в том, что внешние электроды с одинаковой площадью рабочей поверхности S поляризуют током определенной силы J и измеряют падение напряжения U на двух внутренних электродах при расстоянии l между ними. Сопротивление грунта R рассчитывают по формуле $R = U/J$. Удельное электрическое сопротивление грунта ρ , Ом·м, вычисляют по формуле $\rho = R(S/l)$, где:

а) R – измеренное сопротивление, Ом;

б) S – площадь поверхности рабочего электрода, м²;

в) l – расстояние между внутренними электродами, м.

Внешние электроды представляют собой прямоугольные пластины (из углеродистой или нержавеющей стали) с ножкой, к которой крепится или припаивается проводник-токоподвод. Размеры электродов 44x40 мм, где 40 – высота электрода. Одну сторону электродов, которая примыкает к торцевой поверхности ячейки, изолируют.

Внутренние электроды изготавливают из медной проволоки или стержня диаметром 1 – 3 мм и длиной более высоты ячейки.

Ячейка прямоугольной формы из материала с диэлектрическими свойствами (стекло, фарфор, пластмасса). Внутренние размеры ячейки рекомендуются следующие: 100x45x45 мм.

Отобранную пробу песчаных грунтов смачивают до полного влагонасыщения, а глинистых – до достижения мягкопластичного состояния. Если уровень грунтовых вод ниже уровня отбора проб, смачивание проводят дистиллированной водой, а если выше – грунтовой водой. Электроды зачищают шкуркой шлифовальной зернистостью 40 и меньше, обезжиривают ацетоном, промывают дистиллированной водой. Внешние электроды устанавливают вплотную к торцевым поверхностям внутри ячейки. В ячейку укладывают грунт, послойно утрамбовывая его, на высоту меньше высоты ячейки на 4 мм. Затем устанавливают внутренние электроды вертикально, опуская их до дна по центральной линии ячейки на расстоянии 50 мм друг от друга и 25 мм от торцевых стенок ячейки.

Измерения при определении удельного электрического сопротивления грунта производят в соответствии с инструкцией, прилагаемой к прибору.

Результат заносится в протокол по форме, указанной в Приложении № 9 к настоящей Инструкции.

208. При определении коррозионной агрессивности грунтов по отношению к стали по средней плотности катодного тока, необходимого для смещения потенциала стали в грунте на 100 мВ отрицательнее потенциала коррозии с помощью приборов по пункту 217 настоящей Инструкции, предусмотрено автоматическое смещение потенциала от потенциала коррозии и поддержание его на заданном уровне в течение опыта.

Для проведения замеров используют ячейку из материала, обладающего диэлектрическими свойствами (стекло, фарфор, пластмасса и так далее), объемом от 0,5 до 1,0 л высотой не менее 100 мм.

Рабочий электрод представляет собой прямоугольную пластину из стали Ст.3 толщиной 1,5 – 2 мм, размером 50x20 мм и рабочей поверхностью 10 см². Вспомогательный электрод из стали Ст.3 или любой углеродистой стали, формой и размером такой же, как рабочий электрод. Электрод сравнения – м.с.э., хлоридсеребряный, каломельный.

Пробу грунта отбирают по пункту 216 настоящей Инструкции. Отобранную пробу загружают в ячейку, сохраняя естественную влажность грунта. Если при хранении проб после их отбора возможно изменение естественной влажности грунта, то необходимо определять влажность отобранной пробы по ГОСТ 5180-84. Для определения влажности грунта отбирают часть пробы (массой несколько единиц или десятков граммов), подготовленной по пункту 216 настоящей Инструкции, и взвешивают, находя массу m_1 , затем ее высушивают при $t \leq 105$ °С и снова взвешивают, находя массу m_2 . Влажность определяют по формуле: $W = [(m_1 - m_2) / m_1] \cdot 100$ %. Перед проведением исследования вновь определяют влажность пробы грунта. Если влажность уменьшилась, то ее доводят до естественной влажности с помощью дистиллированной воды.

На дно ячейки насыпают на высоту 20 мм грунт и уплотняют. Устанавливают вертикально напротив друг друга рабочий и вспомогательный электроды. Электроды должны быть обращены друг к другу рабочими поверхностями, расстояние между ними 2 – 3 см. Далее грунт укладывают в ячейку послойно (один – три слоя) с последовательным трамбованием слоев, добиваясь максимально возможного уплотнения. Расстояние от верхней кромки рабочего электрода до поверхности грунта должно составлять 55 мм. Электрод сравнения устанавливают сверху ячейки в грунт, заглубляя его на 1,0 – 1,5 см.

Одним и тем же грунтом заполняют три ячейки и параллельно выполняют три измерения силы катодного тока J_k в каждой ячейке.

Если в ходе измерений значение J_k постоянно или уменьшается во времени, то длительность поляризации составляет 15 минут, в течение которых измеряют и записывают 3 – 4 значения J_k . Если сила тока во времени растет, то измеряют и записывают J_k 5 – 6 раз в течение 40 минут или в более короткий промежуток времени, если за период измерений сила тока превысит 2×10^{-4} А (200 мкА), что с учетом рабочей поверхности электрода 10 см² характеризует высокую коррозионную агрессивность грунта.

Последнее значение силы тока в каждой ячейке берут для вычисления среднего арифметического значения силы катодного тока $J_{k-ср}$ и последующего определения плотности катодного тока j_k . Результаты измерения заносят в протокол по форме, указанной в Приложении № 10 к настоящей Инструкции.

Результаты определения коррозионной агрессивности грунтов заносятся в сводную ведомость по форме, указанной в Приложении № 11 к настоящей Инструкции.

209. Определение наличия блуждающих постоянных токов по трассе проектируемого трубопровода при отсутствии проложенных подземных металлических сооружений следует проводить, измеряя разность потенциалов между двумя точками земли через каждые 1000 м по двум взаимно перпендикулярным направлениям при разnose измерительных электродов на 100 м. Схема измерений приведена на рисунке № 2 Приложения № 7 к настоящей Инструкции.

210. При наличии подземных металлических сооружений, проложенных вблизи трассы проектируемого трубопровода на расстоянии не более 100 м, определение наличия блуждающих токов осуществляется путем измерения разности потенциалов между существующим сооружением и землей с шагом измерений не более 200 м.

211. Для измерения напряжения и силы тока используют показывающие и регистрирующие приборы классом точности не хуже 1,5. Следует применять вольтметры с внутренним сопротивлением не менее 200 кОм на 1 В. Среди рекомендуемых приборов можно указать: ЭВ 2234, мультиметр цифровой специализированный модификации 43313.1, 43312.1, прибор для измерения параметров установок защиты от коррозии подземных металлических сооружений ПКИ-02.

212. При измерениях используют переносные медносульфатные электроды сравнения, которые подбирают так, чтобы разность потенциалов между двумя электродами по паспорту не превышала 10 мВ.

Переносный медносульфатный электрод сравнения (рисунок № 3 Приложения № 7 к настоящей Инструкции) состоит из неметаллического полого корпуса с пористым дном и навинчивающейся крышкой с укрепленным в ней стержнем из красной меди. В корпус заливают насыщенный раствор медного купороса $\text{CuSO}_4 \cdot 5\text{H}_2\text{O}$.

При сборке переносных медносульфатных электродов необходимо:

а) очистить медный стержень от загрязнений и окисных пленок либо механически (наждачной бумагой), либо травлением азотной кислотой. После травления стержень тщательно промыть дистиллированной или кипяченой водой. Попадание кислот в сосуд электрода недопустимо;

б) залить электрод насыщенным раствором чистого медного купороса в дистиллированной или кипяченой воде с добавлением кристаллов купороса. Заливать электроды следует за сутки до начала измерений. После заливки все электроды установить в один сосуд (стеклянный или эмалированный) с насыщенным раствором медного купороса так, чтобы пористое дно электродов было полностью погружено в раствор.

213. Измерения в каждом пункте должны проводиться не менее 10 минут с непрерывной регистрацией или с ручной записью результатов через каждые 10 секунд.

214. Если наибольший размах колебаний разности потенциалов (между наибольшим и наименьшим ее значениями) превышает 0,04 В, это характеризует наличие блуждающих токов (как в отсутствие, так и при наличии сооружений, проложенных вблизи трассы проектируемого трубопровода).

215. При измерениях в зоне действия блуждающих токов и амплитуде колебаний разности потенциалов, превышающей 0,5 В, в качестве электродов сравнения вместо м.с.э. могут быть использованы стальные электроды, аналогичные описанным в пункте 212 настоящей Инструкции.

Глава 32. Определение опасности коррозии: определение опасного влияния блуждающего постоянного тока

216. Опасное влияние блуждающего постоянного тока выявляют, определяя изменение потенциала трубопровода под действием блуждающего тока по отношению к стационарному потенциалу трубопровода. Измерения выполняются с шагом не более

200 м в городах и не более 500 м на линейных участках межпоселковых газопроводов при отсутствии отводов.

217. Измерения проводят в контрольно-измерительных пунктах, колодцах, шурфах или с поверхности земли. Переносные электроды сравнения устанавливают на дне колодца или шурфа или на поверхности земли на минимально возможном расстоянии (в плане) от трубопровода.

218. Для измерений используют вольтметры в соответствии с пунктом 221 настоящей Инструкции. Положительную клемму измерительного прибора присоединяют к сооружению, отрицательную – к электроду сравнения.

219. Режим измерений должен соответствовать условиям, изложенным в пункте 223 настоящей Инструкции.

Результаты ручной записи измерений заносят в протокол по форме, указанной в Приложении № 12 к настоящей Инструкции.

В тех случаях, когда наибольший размах колебаний потенциала сооружения, измеряемого относительно м.с.э. (разность между наибольшим и наименьшим абсолютными значениями этого потенциала), не превышает 0,04 В, колебания потенциала не характеризуют опасного влияния блуждающих токов.

220. Стационарный потенциал трубопровода Уст следует определять при выключенных средствах ЭХЗ путем непрерывного измерения и регистрации разности потенциалов между трубопроводом и электродом сравнения в течение достаточно длительного времени – вплоть до выявления практически не изменяющегося во времени (в пределах 0,04 В) значения потенциала, относящегося к периоду перерыва в движении электрифицированного транспорта, когда блуждающий ток отсутствует, как правило, в ночное время суток. За стационарный потенциал трубопровода принимается среднее значение потенциала при различии измерявшихся значений не более чем на 40 мВ.

При отсутствии возможности измерить стационарный потенциал трубопровода его значение принимают равным - 0,7 В относительно м.с.э.

221. Разность между измеренным потенциалом трубопровода и его стационарным потенциалом определяется по формуле: $\Delta U = U_{\text{изм}} - U_{\text{ст}}$,

где $U_{\text{изм}}$ – наименее отрицательная или наиболее положительная за период измерений разность потенциалов между сооружением и м.с.э.

Результат вычисления заносят в протокол по форме, указанной в Приложении № 12 к настоящей Инструкции.

В грунтах высокой коррозионной агрессивности влияние блуждающих токов признается опасным при наличии за период измерений положительного смещения потенциала; в грунтах средней и низкой коррозионной агрессивности опасным влияние блуждающего тока признается при суммарной продолжительности положительных смещений потенциала относительно стационарного потенциала за время измерений в пересчете на сутки более 4 мин/сутки.

Глава 33. Определение опасности коррозии: определение опасного влияния переменного тока

222. Зоны опасного влияния переменного тока определяют на участках стальных трубопроводов, на которых выявлены значения напряжения переменного тока между трубопроводом и м.с.э., превышающие 0,3 В.

223. Смещение потенциала трубопровода, вызываемое переменным током, измеряют на вспомогательном электроде (ВЭ) относительно переносного насыщенного м.с.э. до и после подключения ВЭ к трубопроводу через конденсатор емкостью 4 мкФ.

На участке трубопровода, обеспеченном ЭХЗ, измерения выполняют при отключенных средствах ЭХЗ.

а) средства контроля и вспомогательные устройства:

- 1) вольтметр постоянного и переменного тока с выходным сопротивлением не менее 1 Мом любого типа;
- 2) миллиамперметр переменного тока любого типа на 10 – 50 мА;
- 3) конденсатор емкостью 4 мкФ;
- 4) электрод сравнения медно-сульфатный насыщенный переносной;
- 5) электрод вспомогательный из стальной пластинки размером 25x25 мм, одна сторона которой изолирована (неизолированная сторона – рабочая);
 - а) шкурка шлифовальная;
 - б) ткань любая мягкая чистая (например, бязь);
 - в) подготовка к измерениям.

Над трубопроводом или в максимальном приближении к нему в месте отсутствия дорожного покрытия делают шурф глубиной от 300 до 350 мм и диаметром от 180 до 200 мм. Из взятой со дна шурфа части грунта удаляют твердые включения размером более 3 мм. На выровненное дно шурфа насыпают слой такого грунта, не содержащего твердые включения, и уплотняют.

Рабочую поверхность вспомогательного электрода зачищают шлифовальной шкуркой зернистостью 40 и меньше и насухо протирают тканью.

Затем укладывают на дно шурфа вспомогательный электрод (ВЭ) рабочей поверхностью вниз и засыпают грунтом на высоту 60 – 80 мм от дна шурфа. Грунт на ВЭ утрамбовывают с усилием от 3 до 4 кг на площадь ВЭ. Сверху устанавливают переносной медно-сульфатный электрод сравнения. При наличии атмосферных осадков предусматривают меры против попадания влаги в грунт.

Собирают схему измерений, приведенную на рисунке № 4 Приложения № 7 к настоящей Инструкции при разомкнутой цепи между ВЭ и трубопроводом;

в) проведение измерений. Измерения выполняют в следующей последовательности:

- 1) через 10 минут после установки ВЭ в грунт измеряют его стационарный потенциал относительно медно-сульфатного электрода сравнения;
- 2) подключают ВЭ к трубопроводу, выдерживают 10 минут, после чего снимают показания вольтметра и миллиамперметра через каждые 10 с. Продолжительность измерения не менее 10 минут;
- г) обработка результатов измерений.

Среднеарифметическое смещение потенциала $\Delta U_{\text{ср}}$, мВ, ВЭ за период измерений вычисляются по формуле:

$$\Delta U_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^n U_i}{n} - E_{\text{ст}}, \text{ где:}$$

- 1) $\sum_{i=1}^n U_i$ – сумма мгновенных значений потенциала ВЭ при подключении ВЭ к трубопроводу, мВ;
- 2) $E_{\text{ст}}$ – стационарный потенциал ВЭ, мВ;
- 3) n – число измерений.

Среднюю плотность переменного тока i_{\sim} , мА/см², вычисляют по формуле:

$$i_{\sim} = \frac{I_{\sim\text{ср}}}{6,25}, \text{ где:}$$

- 1) $I_{\sim\text{ср}}$ – среднеарифметическое значение силы переменного тока за время измерений, мА;
- 2) 6,25 – площадь ВЭ, см²;
- д) оформление результатов измерений.

Результаты измерений потенциалов, расчетов смещения потенциала и плотности переменного тока заносят в формы протоколов, указанных в приложениях № 13 и № 14 к настоящей Инструкции.

Действие переменного тока признается опасным при средней плотности тока более 1 мА/см^2 (10 А/м^2).

При использовании мультиметров, позволяющих измерять напряжение и силу тока, допускается сначала измерить смещение потенциала ВЭ по пункту 223 настоящей Инструкции, а затем, включив прибор в цепь в качестве амперметра, измерить силу переменного тока на ВЭ.

При наличии амперметра и вольтметра переменного тока одновременно измеряют основной и дополнительный критерии после подключения ВЭ к трубопроводу.

Глава 34. Проектирование электрохимической защиты

224. ЭХЗ стальных подземных сооружений следует применять в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602-2016 и главой 18 настоящей Инструкции.

ЭХЗ стальных вставок длиной не более 10 м на полиэтиленовых газопроводах на линейной части и участков соединений полиэтиленовых газопроводов со стальными вводами в дома (при наличии на вводе изолирующих соединений) разрешается не предусматривать. При этом засыпка траншеи в той ее части, где проложена стальная вставка, по всей глубине заменяется на песчаную.

Стальные газопроводы, реконструируемые методом санации с помощью полимерных материалов, подлежат защите на общих основаниях.

Стальные газопроводы, реконструируемые методом протяжки полиэтиленовых труб, подлежат защите на тех участках, где стальная труба необходима как защитный футляр (под автомобильными, железными дорогами и другое).

Стальные футляры трубопроводов под автомобильными дорогами, железнодорожными путями при бестраншейной прокладке (прокол, продавливание и другие технологии, разрешенные к применению) должны быть, как правило, защищены средствами ЭХЗ, при прокладке открытым способом – изоляционными покрытиями и ЭХЗ в соответствии с пунктами 7, 20, 21 – 23 настоящей Инструкции. В качестве футляров рекомендуется использовать трубы с внутренним защитным покрытием. При защите трубы и футляра средствами ЭХЗ труба и футляр соединяются через регулируемую перемычку.

225. Основанием для проектирования ЭХЗ новых трубопроводов являются данные о коррозионной агрессивности грунтов и наличии блуждающих токов приведенные в главе 18 настоящей Инструкции). Основанием для проектирования ЭХЗ действующих трубопроводов являются данные о коррозионной агрессивности грунтов, наличии зон опасного влияния блуждающих постоянных токов и переменных токов приведенные в главе 18 настоящей Инструкции, а также о коррозионных повреждениях трубопроводов.

Указанные данные могут быть получены в результате изысканий организации – разработчика проекта подземных сооружений, либо организации, осуществляющей предпроектные изыскания. Проектирование ЭХЗ должно осуществляться также на основе технических условий, выдаваемых организациями, эксплуатирующими трубопроводы.

226. Объем измерений, выполняемых при определении коррозионной агрессивности грунтов, наличии блуждающих постоянных токов и переменных токов и зон их опасного влияния, определен в главе 18 настоящей Инструкции.

227. В случае прокладки подземного сооружения на расстоянии до 300 м от путей рельсового транспорта, электрифицированного на постоянном токе, необходимо измерить потенциалы рельсов с целью определения возможности и выбора места подключения дренажной защиты.

228. При проектировании ЭХЗ трубопроводов в зоне действия ЭХЗ проложенных ранее сооружений необходимо получить данные от эксплуатирующих организаций о номинальных параметрах действующих установок ЭХЗ и о режимах их работы (значения силы тока и напряжения на выходе установок, радиусы действия ЭХЗ).

229. При разработке проекта согласовывают:

а) технологическое присоединение установок ЭХЗ к сетям переменного тока – с организациями, эксплуатирующими эти сети и выдавшими технические условия на технологическое присоединение установок ЭХЗ к сетям переменного тока;

б) размещение самих установок и элементов системы ЭХЗ (анодных заземлителей, гальванических анодов (протекторов), воздушных и кабельных линий, контрольно-измерительных пунктов) – с землепользователями и организациями, эксплуатирующими смежные подземные сооружения;

в) выполнение работ с выходом на проезжую часть – с органами местной власти и местного самоуправления, а также с государственной автомобильной инспекцией.

230. Исходным для проектирования ЭХЗ новых сооружений является ситуационный план в масштабе 1:2000 (иногда 1:1000) проектируемых и существующих подземных сооружений, а для действующих сооружений – их ситуационный план с выделением тех сооружений, для которых проектируется ЭХЗ.

Во всех случаях на плане должны быть указаны: диаметры сооружений; рельсовые сети электрифицированного транспорта; действующие установки ЭХЗ; точки подключения к рельсовым путям отсасывающих кабелей и существующих дренажных установок; данные о коррозионной агрессивности грунтов и зонах блуждающих токов.

231. В соответствии со СНиП 11-01-2016 «Состав, порядок разработки, согласования и утверждения проектной документации для строительства» в состав проектной документации на ЭХЗ входят:

а) ситуационный план по пункту 230 настоящей Инструкции;

б) рабочие чертежи согласованные в соответствии с пунктом 229 настоящей Инструкции, включая рабочий план в масштабе 1:500;

в) заключение о гидрогеологических условиях для проектирования глубинных заземлителей, включающее при необходимости геолого-геофизический разрез местности;

г) спецификация оборудования;

д) паспорт проекта;

е) сметная документация;

ж) пояснительная записка.

Пояснительная записка содержит:

1) основание для разработки проекта;

2) характеристику защищаемых сооружений;

3) сведения об источниках блуждающих токов;

4) оценку коррозионной ситуации;

5) обоснование выбора установок ЭХЗ (при отсутствии соответствующих указаний в технических условиях);

6) количество и параметры установок ЭХЗ (сводная таблица);

7) сведения о проведенных согласованиях и соответствии проекта требованиям ГОСТ, СНиП и другим нормативным документам;

8) сведения о соответствии проекта рекомендациям по охране природы.

В паспорте проекта указываются его краткая техническая характеристика, состав проекта и технико-экономические показатели.

232. Проектом ЭХЗ должна быть предусмотрена установка стационарных контрольно-измерительных пунктов (КИПов) с интервалом не более 200 м в пределах поселения и не более 500 м вне пределов поселения.

В первую очередь такие КИПы устанавливаются:

а) в пунктах подключения дренажного кабеля к трубопроводу;

б) в концах заданных зон защиты;

в) в местах максимального сближения трубопровода с анодным заземлителем.

Рекомендуется также установка КИПов:

а) в местах пересечения трубопровода с рельсами электрифицированного транспорта;

б) в местах пересечения трубопровода со смежными подземными сооружениями, не включенными в систему совместной ЭХЗ;

в) у одного конца футляров длиной не более 20 м и у обоих концов футляров длиной более 20 м.

233. Стационарный КИП оборудован стационарным медносульфатным электродом сравнения длительного действия с датчиком потенциала (вспомогательным электродом – ВЭ), для чего используют электроды типа ЭНЕС, ЭСН-МС. Измерительная шина (или проводник) от трубопровода, проводники от электрода сравнения и датчика потенциала выведены под ковер или в фальшколодец (рисунок № 5 Приложения № 7 к настоящей Инструкции).

Основные параметры электродов типа ЭНЕС и ЭСН-МС приведены в Приложении № 15 к настоящей Инструкции, их конструкция изображена на рисунке № 13 Приложения № 7 к настоящей Инструкции.

234. Для дополнительного контроля действия ЭХЗ рекомендуется предусматривать установку индикаторов общей и (или) локальной коррозии на участках трубопровода с высокой коррозионной агрессивностью грунта при одновременном опасном влиянии блуждающих токов. Наиболее целесообразна установка индикаторов на КУ и в КИПах на концах зон защиты. Индикаторы рекомендуется устанавливать также на участках, где применяется смягченный критерий защищенности по пункту 24 настоящей Инструкции.

Оценка опасности общей коррозии производится с помощью блока пластин-индикаторов (БПИ), а оценка опасности локальной коррозии – с помощью индикатора локальной коррозии (ИЛК) (Приложение № 16 к настоящей Инструкции). В стационарных КИПах на электроде сравнения в качестве датчика потенциала (взамен датчика потенциала по пункту 232 настоящей Инструкции) может быть использован блок пластин-индикаторов.

235. С целью обеспечения эффективности ЭХЗ трубопроводов в проекте должна быть предусмотрена установка изолирующих соединений (изолирующих фланцев, муфт, вставок, сгонов и другое), для газопроводов в соответствии со СНиП 11-01-2016.

236. Установку изолирующих соединений следует предусматривать:

а) на входе и выходе трубопровода из земли (на участках перехода подземного трубопровода в надземный разрешается вместо установки изолирующих соединений применять электрическую изоляцию трубопроводов от опор и конструкций изолирующими прокладками);

б) на входе и выходе газопроводов из ГРП (ШРП);

в) на вводе трубопроводов в здания, где возможен их электрический контакт с землей через заземленные металлические конструкции, инженерные коммуникации здания и нулевой провод электропроводки здания;

г) на вводе трубопровода на объект, являющийся источником блуждающих токов;

д) для электрической изоляции отдельных участков трубопровода от остального трубопровода.

237. Выбор способа ЭХЗ осуществляют следующим образом.

Катодную защиту применяют при опасности почвенной коррозии, при одновременной опасности почвенной коррозии и коррозии блуждающими постоянными токами и переменными токами, при опасности коррозии только переменными токами, а также в зонах опасности только блуждающих постоянных токов, если включением дренажей не удается обеспечить защиту трубопроводов.

Гальваническая защита – защита гальваническими анодами (протекторами) может применяться:

а) в грунтах с удельным сопротивлением не более 50 Ом·м для отдельных участков трубопроводов небольшой протяженности, не имеющих электрических контактов с другими сооружениями, при отсутствии опасности блуждающих токов или при наличии опасности блуждающих токов, если вызываемое ими среднее смещение потенциала от

стационарного не превышает +0,3 В (с применением вентильных устройств); для участков трубопроводов, электрически отсеченных от общей сети изолирующими соединениями, а также в случаях, когда расчетные защитные токи относительно малы (например, ≤ 1 А), или как дополнительное средство, когда действующие катодные станции не обеспечивают защиту отдельных участков-трубопроводов;

б) для защиты трубопроводов сжиженного газа.

238. Основные требования к преобразователям для катодной защиты и электродренажам:

а) неавтоматические преобразователи для катодной и дренажной защиты должны иметь ручное плавное или ступенчатое регулирование выходных параметров по напряжению и току от 10 до 100% номинальных значений;

б) автоматические преобразователи для катодной и дренажной защиты должны обеспечивать стабильные потенциалы трубопроводов или токи защиты с погрешностью, не превышающей 2,5% от заданного значения;

в) коэффициент полезного действия преобразователей и усиленных электродренажей в номинальном режиме должен быть не менее 70%;

г) коэффициент мощности преобразователей и усиленных электродренажей в номинальном режиме должен быть не менее 0,7;

д) уровень шума, создаваемый средствами катодной и электродренажной защиты, применяемых в городах и населенных пунктах, на всех частотах не должен превышать 60 дБ;

е) технический ресурс преобразователей, усиленных и поляризованных электродренажей должен быть не менее 50000 ч;

ж) все новые средства ЭХЗ (преобразователи, усиленные и поляризованные дренажи) должны быть подвергнуты эксплуатационным испытаниям не менее одного года на соответствие вышеприведенным требованиям независимой экспертной комиссией по программам, согласованным с потребителем;

з) коэффициент пульсации выходного напряжения преобразователей и усиленных дренажей определяется требованиями потребителя.

239. В качестве анодных заземлителей установок катодной защиты применяют железокремнистые, углеграфитовые, стальные и чугунные электроды, помещенные в большинстве случаев в коксовую засыпку.

Технико-экономический расчет анодных заземлений заключается в определении оптимальных конструктивных параметров и числа анодных заземлителей, обеспечивающих минимальные приведенные суммарные затраты (отнесенные к одному году эксплуатации).

Анодные заземлители следует размещать на максимально возможном удалении от защищаемого трубопровода и в грунтах с минимальным удельным электрическим сопротивлением ниже уровня их промерзания.

240. Для гальванической защиты подземных сооружений рекомендуется использовать магниевые аноды (протекторы), обладающие наиболее отрицательным потенциалом согласно таблице № 15 Приложения № 5 к настоящей Инструкции.

Следует применять аноды, упакованные с активатором, который предохраняет анод от пассивации, обеспечивает равномерное распределение защитного тока и более равномерное растворение анодов.

Располагать гальванические аноды рекомендуется на расстоянии не менее 4 – 5 м от трубопровода.

241. В проектах ЭХЗ прямые нерегулируемые переключатели предусматриваются только для соединения металлических коммуникаций одинакового назначения.

В случае прокладки трубопроводов в одной траншее или в разных траншеях с разносом не более 5 м допускается предусматривать электропереключатели из изолированных стальных

полос (с изоляцией не хуже изоляции газопровода). Разъемные соединения должны быть выведены под люк.

В случае расстояния между трубопроводами свыше 5 м электроперемычки следует предусматривать кабелем, имеющим общее сечение жил не менее 50 мм² по меди. Присоединение кабелей к трубопроводам выполняется через контактные устройства.

При установке изолирующих соединений (ИС) на надземных участках газопроводов у ГРС, ГРП, ШРП следует устанавливать обводные электроперемычки, присоединяя их перед ИС на входе газопровода и после ИС на выходе газопровода. Сечение электроперемычек должно быть не менее 50 мм² по меди (400 мм² по стали). Если газопровод после ГРП (ШРП) выполняется надземным (по стенам, опорам, эстакадам), обводная электроперемычка не предусматривается.

В проектах совместной защиты различных подземных сооружений предусматривается система поляризованных (или вентильных) и регулируемых перемычек для подключения сооружений. Поляризованные и регулируемые электроперемычки применяются для включения в систему защиты сооружения, отличающегося от основного защищаемого сооружения продольной проводимостью и состоянием изоляционного покрытия, например, водопровода или теплопровода к электрозщитной установке или к газопроводу.

Глава 35. Проектирование электрохимической защиты: проектирование ЭХЗ вновь прокладываемых трубопроводов

242. Проектирование ЭХЗ вновь прокладываемых подземных трубопроводов осуществляется одновременно с проектированием трубопроводов.

243. Объемы измерений, выполняемых при определении коррозионной агрессивности грунтов, наличия блуждающих постоянных токов и переменных токов и зон их опасного влияния, определяются в соответствии с главой 18 настоящей Инструкции, объем дополнительных данных – по пункту 226 настоящей Инструкции.

244. Параметры системы ЭХЗ определяются расчетным путем. При основных расчетах должны быть определены количество, параметры и места расположения катодных станций, электродренажных установок, гальванических анодов (протекторов) и анодных заземлителей.

245. Расчет ЭХЗ при совместной защите сооружений различного назначения может проводиться по методике, приведенной в Приложении № 17 к настоящей Инструкции. Методика основана на вычислении средней плотности защитного тока для всех сооружений на данной территории с учетом площади поверхности сооружений каждого типа, площади территории и среднего удельного сопротивления грунта и наиболее пригодна при низких или невысоких сопротивлениях изоляции и(или) значительных утечках защитного тока на посторонние (не защищенные) сооружения. При использовании данной методики радиус действия и ток одной установки вычисляют по формулам (11) и (13) Приложения № 17 к настоящей Инструкции. В Приложении № 17 к настоящей Инструкции приведен также конкретный пример расчета совместной ЭХЗ.

246. Расчет анодных заземлений системы ЭХЗ производят с учетом пункта 249 настоящей Инструкции, исходя из необходимого тока катодной защиты и геолого-геофизического разреза грунта на местности, полученного методом вертикального электрического зондирования и отражающего строение грунта, толщины и удельные сопротивления его слоев. Указанные характеристики грунта вместе с типом, размерами и количеством анодных заземлителей определяют сопротивление растеканию тока анодного заземления, а сила тока и характеристики самого заземления – срок его службы.

247. Расчет защиты гальваническими анодами (протекторами) может проводиться также по методике, приведенной в Приложении № 18 к настоящей Инструкции. Расчет

дренажной защиты может производиться по методике, приведенной в Приложении № 19 к настоящей Инструкции.

Глава 36. Проектирование электрохимической защиты: проектирование ЭХЗ действующих трубопроводов

248. Проектирование ЭХЗ действующих трубопроводов осуществляется в соответствии с Общими положениями, изложенными в пунктах 224 – 241 настоящей Инструкции.

249. Методики расчета ЭХЗ проектируемых трубопроводов в соответствии с пунктами 242 – 247 настоящей Инструкции могут быть применены и для действующих трубопроводов. Однако в данном случае более надежен метод опытного включения. Выбор параметров поляризованного дренажа осуществляется, как правило, методом опытного включения.

250. В результате опытного включения устанавливают тип ЭХЗ (дренажная или катодная) и основные ее параметры, а также пункты присоединения дренажных кабелей к подземным сооружениям и источникам блуждающих токов или места установки анодных заземлений; зону действия защиты; характер влияния защиты на смежные сооружения, необходимость и возможность осуществления совместной защиты.

251. Объем измерений, выполняемых при опытном включении, определяется организацией, проектирующей защиту. Порядок измерений излагается в программе, составленной перед началом работ, в которой указываются режимы работы защиты при опытном включении, пункты измерений на трубопроводах и смежных сооружениях, продолжительность измерений в каждом пункте с указанием размещения измерительных приборов.

252. Измерения потенциалов смежных сооружений в период опытного включения установок ЭХЗ, как правило, выполняются организациями, эксплуатирующими эти сооружения. В отдельных случаях эти работы выполняются организацией, проектирующей защиту, в присутствии представителей эксплуатирующих организаций, в ведении которых находятся смежные сооружения.

253. При испытаниях установок ЭХЗ должны быть приняты меры по исключению их вредного влияния на смежные сооружения.

254. Вредное влияние защиты на смежные подземные металлические сооружения может быть устранено уменьшением тока защиты; регулировкой режима работы защиты на смежных сооружениях (если они оснащены ЭХЗ); включением смежных сооружений в систему совместной защиты.

255. Для опытного включения при отсутствии передвижных лабораторий можно использовать выпускаемые электродренажные установки и катодные станции.

256. При дренажной защите от блуждающих токов точка подключения кабеля к трубопроводу выбирается на таком участке, где средние значения положительных потенциалов трубопровода по отношению к земле максимальны.

Кроме того, пункт подключения дренажных кабелей к трубопроводу выбирается с учетом наименьшего расстояния от пункта присоединения к источнику блуждающих токов (рельсам, дроссель-трансформаторам, отсасывающим пунктам, тяговым подстанциям), возможности доступа к трубопроводу без вскрытия.

При возможности выбора нескольких мест присоединения предпочтение отдают участкам сетей с наибольшими диаметрами при прочих равных условиях.

257. Не допускается непосредственное присоединение установок дренажной защиты к отрицательным шинам тяговых подстанций электрифицированного транспорта, а также к сборке отрицательных линий этих подстанций.

258. Подключение усиленного дренажа к рельсовым путям электрифицированных железных дорог не должно приводить в часы интенсивного движения поездов к тому, чтобы в отсасывающем пункте появлялись устойчивые положительные потенциалы.

259. Поляризованные и усиленные дренажи, подключаемые к рельсовым путям электрифицированных железных дорог с автоблокировкой, не должны нарушать нормальную работу рельсовых цепей системы централизованной блокировки во всех режимах.

260. Среднечасовой ток всех установок дренажной защиты, подключенных к рельсовому пути или сборке отрицательных питающих линий тяговой подстанции магистральных участков электрифицированных дорог постоянного тока, не должен превышать 25% общей нагрузки данной тяговой подстанции.

261. При опытном включении в качестве дренажного кабеля можно использовать шланговые кабели сечением 16 – 120 мм².

262. При присоединении дренажного кабеля к трубопроводу и элементам отсасывающей сети электротранспорта должен быть обеспечен надежный электрический контакт путем плотного скрепления контактирующих поверхностей.

Присоединение к рельсам железных дорог может выполняться при помощи специальной струбины, обжимающей подошву рельса, или болтовых соединений. В случае сварных стыков используются отверстия, имеющиеся в шейках рельсов.

Подключение дренажного кабеля к отсасывающему пункту, сборке отсасывающих кабелей и средней точке путевого дросселя выполняется с использованием существующего болтового соединения с применением дополнительной гайки.

263. На опытное включение дренажной установки должно быть получено разрешение транспортного ведомства. Представитель ведомства при опытном включении присоединяет дренажный кабель к сооружениям источников блуждающих токов.

264. Продолжительность работы опытной дренажной защиты зависит от местных условий и составляет от нескольких десятков минут до нескольких часов. При этом, как правило, должен быть охвачен период максимальных нагрузок электротранспорта.

265. Измерение тока дренажа, потенциалов защищаемого трубопровода, смежных подземных сооружений и рельсов электротранспорта производят в соответствии с режимами работы защиты, намеченными программой.

266. Если в результате измерений установлено, что зона эффективного действия поляризованной дренажной установки не распространяется на весь район выявленной опасности, пункт дренирования перемещают или включают одновременно несколько дренажных установок в различных пунктах.

При недостаточной эффективности принятых мер проводят опытное включение усиленных дренажных установок или комплекса дренажных установок с катодной станцией. В последнем случае опытное включение катодной станции проводят после окончательного выбора параметров дренажных установок.

267. При опытном включении катодной защиты для установки временных заземлений, как правило, выбирают участки, на которых впоследствии предполагается разместить и стационарные заземления.

268. Временное анодное заземление представляет собой ряд металлических электродов, помещенных вертикально в грунт на расстоянии 2 – 3 м друг от друга в 1 или 2 ряда. В качестве электродов обычно применяют некондиционные трубы диаметром 25 – 50 мм и длиной 1,5 – 2 м, забитые в землю на глубину 1 – 1,5 м.

269. Анодное заземление следует относить от подземных сооружений на максимально возможное расстояние. В отдельных случаях при отсутствии достаточной площади для размещения анодного заземления применяют заземления, состоящие из двух и более групп электродов, расположенных на отдельных участках, группы электродов соединяют между собой кабелем либо индивидуально подключают к катодной станции.

Для обеспечения эффективности катодной защиты целесообразно выбирать участки размещения анодных заземлений, на которых между защищаемыми трубопроводами и анодным заземлением отсутствуют прокладки других подземных металлических сооружений.

По возможности анодное заземление следует размещать на участках с минимальным удельным электрическим сопротивлением грунта и без дорожного покрытия (газоны, скверы, пойменные участки рек, прудов тому подобное).

270. Как правило, при опытном включении катодной защиты определяют основной ее параметр – среднее значение силы тока в цепи ЭХЗ.

При составлении проекта остальные параметры защиты (сопротивление дренажного кабеля, сопротивление растеканию тока анодного заземления, напряжение на зажимах катодной станции или вольтодобавочного устройства усиленного электродренажа) рассчитывают либо выбирают с учетом технико-экономических показателей различных вариантов соотношения параметров.

271. Проектирование ЭХЗ подземных стальных трубопроводов, находившихся в коррозионно-опасных условиях более сроков, указанных в пункте 10 настоящей Инструкции, осуществляется после проверки их технического состояния в соответствии с НТД и устранения выявленных дефектов.

В связи с тем, что при включении ЭХЗ возможно восстановление и отслаивание продуктов коррозии на поверхности трубопровода, длительно находившегося в эксплуатации, необходимо в течение одного года эксплуатации ЭХЗ осуществить проверку плотности (а по возможности и прочности) трубопровода и проверку изоляции «надтрассовым» методом.

Глава 37. Производство строительного-монтажных работ по электрохимической защите

272. Земляные работы должны выполняться в соответствии с требованиями законодательства Приднестровской Молдавской Республики. До начала строительного-монтажных работ строительная организация вызывает на место производства работ представителей всех заинтересованных организаций, уточняет с их помощью наличие и местоположение в зоне производства работ подземных сооружений и коммуникаций, согласовывает с ними план производства работ.

От организации, чьи подземные сооружения или коммуникации находятся в непосредственной (до 5 м) близости к местам производства работ, должны быть получены письменные уведомления с привязками этих сооружений или коммуникаций и особыми требованиями к организации производства работ, если они имеются.

273. Перед началом строительного-монтажных работ Подрядчик извещает о дате начала работ Заказчика, проектную организацию, организацию, осуществляющую технический надзор за строительством, и организацию, на обслуживание которой будет передаваться строящиеся защитные установки.

Сроки извещения о начале строительного-монтажных работ определяются указанными организациями.

274. Строительные-монтажные работы на объектах строительства установок ЭХЗ должны осуществляться по технологиям, предусмотренным проектами производства работ.

275. Строительство и монтаж узлов и деталей установок ЭХЗ рекомендуется осуществлять по типовым чертежам. Допускается строительство и монтаж отдельных узлов и деталей установок ЭХЗ по чертежам, разработанным проектными организациями и согласованным с Заказчиком, эксплуатирующей организацией и подрядными строительными организациями.

276. На каждом объекте строительства установок ЭХЗ Подрядчиком заводится журнал авторского и технического надзора, в который должны заносить свои замечания и сведения о контроле производства работ те организации, которые осуществляют технический надзор за строительством, авторский надзор и приемку отдельных узлов.

277. Отступления от проектных решений в процессе строительства допускаются, если данные отступления соответствуют требованиям промышленной безопасности, и при

условии согласования данных отступлений с проектными организациями, эксплуатирующими организациями и Заказчиком, а также с землепользователями и организациями, эксплуатирующими смежные подземные сооружения, а также с органами местной власти и местного самоуправления.

Если отступления затрагивают интересы других организаций, они должны быть предварительно с ними согласованы.

278. Приварку контактных устройств, электроперемычек и контрольных проводников к действующим трубопроводам осуществляют организации, которые эксплуатируют эти трубопроводы, по договорам с Подрядчиками.

Приварку контактных устройств, электроперемычек и контрольных проводников к строящимся трубопроводам осуществляют аттестованные сварщики организаций, аккредитованных на осуществление деятельности в области промышленной безопасности.

Все работы, связанные с присоединениями дренажных кабелей к соответствующим устройствам сети электрифицированного транспорта, производят в соответствии с предписаниями эксплуатирующих организаций и в присутствии представителей этих организаций.

279. Восстановление изоляционных покрытий на трубопроводах после приварки контактных устройств, электроперемычек или контрольных проводников осуществляют организации, которые эксплуатируют эти трубопроводы, или, с их согласия, аккредитованные в области промышленной безопасности организации.

280. Используемые в качестве стационарных медносульфатные электроды сравнения, например, типа ЭНЕС должны быть заполнены незамерзающим электролитом в соответствии с сертификатом качества.

Перед оборудованием контрольно-измерительных пунктов стационарными медносульфатными электродами сравнения необходимо проводить лабораторный предустановочный контроль последних, в процессе которого строительной организацией проверяется переходное сопротивление «электрод – влагонасыщенный песок».

С этой целью до начала измерений электроды выдерживают в нормальных климатических условиях не менее 3 часов.

Измерение переходного электрического сопротивления электродов производят по схеме, приведенной на рисунке № 6 Приложения № 7 к настоящей Инструкции.

Кювету из нержавеющей стали или алюминия размерами 30x30x10 см заполняют песком на высоту 9 см. Песок увлажняют до полного насыщения раствором NaCl с концентрацией 500 мг на 1 литр воды.

Электроды устанавливают поочередно на поверхность песка в средней части кюветы. Для создания надежного электролитического контакта ионообменной мембраны электрода с песком основание электродов следует обмазать указанным увлажненным песком, втерев его в защитную решетку на дне электрода.

Через 10 ± 1 минут после установки электродов в кювету измеряют переходное сопротивление электродов омметром (например, мультиметром 43313.1). Измерительные проводники от омметра присоединяют к электроду сравнения и кювете.

Переходное сопротивление «электрод – влагонасыщенный песок» должно быть не более 15 кОм.

Стационарный электрод сравнения с датчиком потенциала устанавливают в КИПе так, чтобы дно корпуса и датчик находились на уровне нижней образующей трубопровода и на расстоянии 100 мм от его боковой поверхности. При этом плоскость датчика должна быть перпендикулярна к оси трубопровода, а на боковой поверхности трубопровода не должно быть дефектов в изоляции.

Медносульфатные электроды сравнения после установки (так же, как контрольно-измерительные пункты, электроперемычки, контактные устройства, индикаторы коррозии и другое) необходимо засыпать вручную.

281. Технологический процесс монтажа контактных устройств, электроперемычек, контрольно-измерительных пунктов и анодных заземлителей должен осуществляться под пооперационным контролем представителей организаций, осуществляющих технический надзор за строительством ЭХЗ установок с оформлением соответствующих актов приемки.

282. Прокладка кабелей по стенам зданий и опорам, монтаж электрических щитков и подключения к действующим сетям электропитания должны осуществляться в соответствии с требованиями ПУЭ, ПЭЭП и ПОТ 004 - 22. Условия присоединения к действующим сетям электропитания должны удовлетворять также техническим требованиям энергоснабжающей организации, полученным на стадии разработки проекта.

283. Прокладка кабелей в земле осуществляется в соответствии с требованиями ПУЭ. Засыпка уложенных в траншеи кабелей производится после их приемки представителем технического надзора с оформлением соответствующих актов.

284. Оборудование для установок ЭХЗ должно проходить предустановочный (предмонтажный) контроль на соответствие показателям качества с оформлением соответствующих актов. Предустановочный контроль выполняется Заказчиком или по договору с ним Подрядчиком или эксплуатирующей организацией.

285. Проверка работоспособности и надежности преобразователей различных типов проводится согласно схеме рисунок № 7 Приложения № 7 к настоящей Инструкции.

В качестве нагрузки могут быть использованы проволочные или ленточные сопротивления, в частности, намотанные на изолированную трубу.

Для каждого из испытываемых преобразователей величина нагрузочного сопротивления должна быть равна отношению номинального выходного напряжения к номинальному выходному току.

Все преобразователи проверяются в режиме ручного управления. С помощью ручки переменного резистора проверяются: возможность установки номинальных выходных параметров, диапазон регулирования выходного напряжения, значение которого должно меняться в пределах, указанных в паспорте.

При номинальном напряжении устанавливается номинальный ток и производится трехкратное отключение и включение питающего напряжения, затем проверяется работоспособность преобразователя при работе в номинальном режиме в течение не менее 1 часа.

Указанные выше испытания проводятся на обеих ступенях выходного напряжения преобразователя.

Затем автоматические преобразователи переводятся в режим автоматического поддержания разности потенциалов между трубопроводом и электродом сравнения. Согласно схеме, к преобразователю подключается делитель напряжения на резисторах. Поочередно устанавливается заданная разность потенциалов 0,8; 2,0 и 3,5 В и измеряется разность потенциалов на клеммах блока управления. Измерения производятся прибором с входным сопротивлением не менее 200 кОм/В. Разница между значениями измеряемой и заданной разности потенциалов не должна превышать указанных в паспорте значений.

На преобразователи, не выдержавшие испытаний предустановочного контроля, составляется акт-рекламация, который предъявляется заводу-изготовителю.

286. Преобразователи установок ЭХЗ монтируются на соответствующих фундаментах или металлических каркасах, которые не должны иметь контактов с фундаментами или другими элементами зданий.

287. Корпуса преобразователей установок ЭХЗ во избежание поражения людей электрическим током должны быть заземлены или занулены в соответствии с требованиями ПУЭ.

288. Монтаж установок гальванической (протекторной) защиты осуществляется в соответствии с требованиями НТД.

289. После завершения строительного-монтажных работ Подрядчиком составляется «Акт на приемку строительного-монтажных работ», который подписывается Заказчиком, Подрядчиком, представителями технического надзора и представителями проектной организации. Акт на приемку строительного-монтажных работ составляется на каждую установку в отдельности.

290. Исполнительные чертежи на построенные установки ЭХЗ составляются строительными организациями в процессе производства работ до засыпки кабельных прокладок и всех узлов, заверяются представителями Заказчика и эксплуатирующих организаций, которым передаются установки, после проверки соответствия их проекту и на основании промеров и осмотров до засыпки.

291. Заверенные представителями Заказчиков и эксплуатирующих организаций исполнительные чертежи строительными организациями должны сдаваться в территориальные геодезические организации – держатели геофонда, которые осуществляют их приемку после контрольных геодезических съемок в открытых траншеях и котлованах.

292. После завершения строительного-монтажных работ в полном объеме строительные организации передают Заказчикам для организации выполнения наладочных работ следующую документацию:

- а) проект со всеми согласованиями отступлений от него, допущенными в ходе строительного-монтажных работ;
- б) исполнительные чертежи: масштаб 1:500 на кальке с приложением копий;
- в) журнал авторского и технического надзора;
- г) справки от смежных организаций о выполнении работ в полном объеме, если такие работы были предусмотрены проектами;
- д) технические паспорта на преобразователи, дренажные устройства и сертификаты качества заводов-изготовителей на гальванические аноды (протекторы), анодные заземлители, медносульфатные электроды сравнения и другие комплектующие изделия;
- е) техническая документация по сдаче-приемке электромонтажных работ;
- ж) акты приемки контактных устройств, электроперемычек, опорных и контрольных пунктов;
- з) акты приемки скрытых работ;
- и) акты проверки сопротивления растеканию контуров анодных заземлений;
- к) протоколы измерений сопротивления изоляции кабелей;
- л) протоколы измерений сопротивления петли «фаза-ноль» или сопротивления защитного заземления;
- м) акты предустановочного контроля преобразователей;
- н) акты пневматических и электрических испытаний (заводских) изолирующих фланцев;
- о) справки о приемке установленных изолирующих соединений.

Рекомендуемые формы приема-сдаточной документации приведены в Приложении № 20 к настоящей Инструкции.

293. Указанная документация по поручению Заказчиков может передаваться сразу непосредственно эксплуатирующим организациям в случаях, когда наладочные работы будут выполняться этими организациями.

294. После приемки документации от строительных организаций в полном объеме Заказчик заключает договор с энергоснабжающей организацией на пользование электроэнергией, составляет с ними акты разграничения балансовой принадлежности и ответственности за эксплуатацию линий электропитания и получает от местных органов Энергонадзора в установленном ими порядке разрешения на допуск установок ЭХЗ в эксплуатацию.

295. Пусконаладочные работы проводятся перед приемкой ЭХЗ и включают осмотр и проверку всех доступных элементов ЭХЗ и контроль потенциала трубопровода во всех пунктах измерений, указанных в проекте ЭХЗ.

Наладка установок ЭХЗ выполняется аккредитованными в области промышленной безопасности организациями.

296. Заказчик передает наладочной организации следующую документацию:

а) проектную документацию с согласованными в ходе строительства изменениями в полном объеме – 1 экземпляр;

б) копии исполнительных чертежей на каждую установку – 1 экземпляр;

в) акты приемки строительно-монтажных работ на каждую установку – 1 экземпляр;

г) акты допуска в эксплуатацию электроустановок на каждую установку – 1 экземпляр.

297. В процессе наладочных работ преобразователи установок ЭХЗ должны пройти тщательный технический осмотр, проверку правильности всех внешних подключений и проверку плотности всех контактов. Выявленные в ходе осмотра и проверки недостатки устраняются работниками наладочных организаций, а выявленные неверные внешние подключения исправляются работниками строительно-монтажных организаций.

298. После проверки преобразователей производится осмотр и проверка всех элементов ЭХЗ. Все выявленные в ходе этой проверки дефекты устраняются строительно-монтажной организацией.

299. Установки ЭХЗ включаются в работу с токовыми нагрузками, соответствующими проектным параметрам, не менее чем за 72 часа до начала пуско-наладочных работ при обязательной проверке правильности внешних подключений.

300. О начале пуско-наладочных работ извещаются владельцы защищаемых сооружений, эксплуатирующие организации, которым будут передаваться защитные установки, и владельцы смежных подземных коммуникаций.

301. На первом этапе наладочных работ производятся измерения потенциалов защищаемых сооружений при проектных режимах работы установок ЭХЗ.

302. Измерения производятся во всех пунктах измерений, предусмотренных проектом. Это пункты с наиболее высокими положительными и знакопеременными потенциалами, зафиксированными в ходе коррозионных изысканий; пункты в местах на трубопроводах, наиболее приближенных к источникам блуждающих токов, высоковольтным кабелям и линиям электропередач, а также наиболее удаленные и наиболее приближенные к анодным заземлителям.

303. Измерения должны производиться с использованием приборов и технологий, предусмотренных ГОСТ 9.602-2016 и в соответствии с главой 23 настоящей Инструкции.

304. Измерения при наладке дренажных защитных установок должны производиться приборами, обеспечивающими, по возможности, синхронные измерения потенциалов «труба-земля» и «рельс-земля» с длительностью записи не менее 1 часа.

305. Полученные результаты измерений первого этапа с учетом измерений на смежных коммуникациях анализируются, и принимаются решения по корректировке режимов работы установок защиты.

306. В случае необходимости изменения режимов работы ЭХЗ измерения повторяются во всех пунктах, находящихся в зонах действия защитных установок с измененными режимами работы.

307. Корректировка режимов работы ЭХЗ может производиться неоднократно до достижения желаемых результатов.

308. В конечном итоге на защитных установках должны быть установлены минимально возможные защитные токи, при которых на защищаемых сооружениях во всех пунктах измерений достигаются защитные потенциалы, по абсолютной величине не ниже минимально допустимых и не более максимально допустимых.

309. Окончательно установленные режимы работы защитных установок должны быть согласованы со всеми организациями, имеющими подземные сооружения в зонах действия налаживаемых установок, о чем они дают подтверждения в своих заключениях (справках).

310. В случаях, когда в ходе наладочных работ не удастся достигнуть на защищаемых сооружениях требуемых защитных потенциалов во всех пунктах измерений, наладочная организация совместно с проектной и эксплуатирующей организациями разрабатывает перечень необходимых дополнительных мероприятий и направляет их Заказчику для принятия соответствующих мер.

311. До реализации дополнительных мероприятий зона эффективной защиты подземных сооружений остается уменьшенной.

312. Завершаются наладочные работы оформлением технического отчета по наладке установок ЭХЗ, который должен включать: полные сведения о защищаемых и смежных подземных сооружениях; действующих источниках блуждающих токов; показателях коррозионной опасности; о построенных и ранее действующих (если такие имеются) установках ЭХЗ; установленных на сооружениях электроперемычках; действующих и вновь построенных КИПах; изолирующих соединениях; полную информацию о выполненных работах и их результатах; таблицу с окончательно установленными параметрами работы установок ЭХЗ; таблицу потенциалов защищаемых сооружений в установленных окончательно режимах работы установок ЭХЗ; справки (заключения) владельцев смежных сооружений; заключение по наладке установок ЭХЗ; рекомендации по дополнительным мероприятиям по защите подземных сооружений от коррозии.

313. Технический отчет по наладке должен быть согласован газоснабжающей организацией или ее территориальным подразделением (филиалом).

Глава 39. Порядок приемки и ввода в эксплуатацию установок электрохимической защиты

314. Установки ЭХЗ вводятся в эксплуатацию после завершения пусконаладочных работ и испытания на стабильность в течение 72 часов.

315. Установки ЭХЗ принимает в эксплуатацию комиссия, в состав которой входят представители следующих организаций: заказчика; проектной (по необходимости); строительной; эксплуатирующей, на баланс которой будет передана построенная установка ЭХЗ; службы защиты от коррозии; органа государственной власти ведения которого находятся вопросы государственного надзора в области промышленной безопасности (при необходимости).

316. Данные проверки готовности объектов к сдаче заказчик сообщает организациям, входящим в состав приемной комиссии, не менее чем за сутки.

317. Заказчик предъявляет приемной комиссии: проект на устройство ЭХЗ и документы, указанные в Приложении № 20 к настоящей Инструкции.

318. После ознакомления с исполнительной документацией и с техническим отчетом о пусконаладочных работах приемная комиссия выборочно проверяет выполнение запроектированных работ, средств и узлов ЭХЗ, в том числе изолирующих фланцевых соединений, контрольно-измерительных пунктов, перемычек и других узлов, а также эффективность действия установок ЭХЗ. Для этого измеряют электрические параметры установок и потенциалы трубопровода на участках, где в соответствии с проектом зафиксирован минимальный и максимальный защитный потенциал, а при защите только от блуждающих постоянных токов предусмотрено отсутствие положительных потенциалов.

Установки ЭХЗ, не соответствующие проектным параметрам, не должны подлежать приемке.

319. Установку ЭХЗ вводят в эксплуатацию только после подписания комиссией акта о приемке.

В случае необходимости может быть осуществлена приемка ЭХЗ во временную эксплуатацию на незаконченном строительстве трубопроводе.

После окончания строительства ЭХЗ подлежит повторной приемке в постоянную эксплуатацию.

320. При приемке ЭХЗ на подземных трубопроводах, пролежавших в грунтах высокой коррозионной агрессивности более 6 месяцев, а в зонах опасного влияния блуждающих токов – более 1 месяца, необходимо проверить их техническое состояние в соответствии с НТД и при наличии повреждений установить сроки их устранения.

321. Каждой принятой установке ЭХЗ присваивают порядковый номер и заводят специальный паспорт установки, в который заносят все данные приемочных испытаний.

Глава 40. Эксплуатация установок электрохимической защиты

322. При эксплуатации установок ЭХЗ должны проводиться периодические технические осмотры и проверка эффективности их работы.

На каждой защитной установке необходимо иметь журнал контроля, в который заносятся результаты осмотра и измерений.

323. Обслуживание установок ЭХЗ в процессе эксплуатации должно осуществляться в соответствии с графиком технических осмотров и планово-предупредительных ремонтов. График технических осмотров и планово-предупредительных ремонтов должен включать определение видов и объемов осмотров и ремонтных работ, сроки их проведения, указания по организации учета и отчетности о выполненных работах.

Основное назначение работ – содержание установок ЭХЗ защиты в состоянии полной работоспособности, предупреждение их преждевременного износа и отказов в работе.

324. Технический осмотр включает:

а) осмотр всех элементов установки с целью выявления внешних дефектов, проверку плотности контактов, исправности монтажа, отсутствия механических повреждений отдельных элементов, отсутствия подгаров и следов перегревов, отсутствия раскопок на трассе дренажных кабелей и анодных заземлений;

б) проверку исправности предохранителей;

в) очистку корпуса дренажного и катодного преобразователя, блока совместной защиты снаружи и внутри;

г) измерение тока и напряжения на выходе преобразователя или между гальваническим анодом (протектором) и трубой;

д) измерение поляризационного или суммарного потенциала трубопровода в точке подключения установки;

е) производство записи в журнале установки о результатах выполненной работы.

325. Текущий ремонт включает:

а) все работы по техническому осмотру;

б) измерение сопротивления изоляции питающих кабелей;

в) одну или две из указанных ниже работ по ремонту: линий питания (до 20% протяженности), выпрямительного блока, блока управления, измерительного блока, корпуса установки и узлов крепления, дренажного кабеля (до 20% протяженности), контактного устройства контура анодного заземления, контура анодного заземления (в объеме менее 20%).

326. Капитальный ремонт включает:

а) все работы по техническому осмотру;

б) более двух ремонтных работ, перечисленных в пункте 325 настоящей Инструкции, либо ремонт в объеме более 20% – линии питания, дренажного кабеля, контура анодного заземления.

327. Внеплановый ремонт – вид ремонта, вызванный отказом в работе оборудования и не предусмотренный годовым планом ремонта.

Отказ в работе оборудования должен быть зафиксирован аварийным актом, в котором указываются причины аварии и подлежащие устранению дефекты.

328. Рекомендуемые сроки проведения технических осмотров и планово-предупредительных ремонтов:

а) технический осмотр – 2 раза в месяц для катодных, 4 раза в месяц – для дренажных установок и 1 раз в 6 месяцев – для установок гальванической защиты (при отсутствии средств телемеханического контроля). При наличии средств телемеханического контроля сроки проведения технических осмотров устанавливаются руководством эксплуатационной организации с учетом данных о надежности устройств телемеханики;

б) текущий ремонт – 1 раз в год;

в) капитальный ремонт – в зависимости от условий эксплуатации (ориентировочно 1 раз в 5 лет).

329. С целью оперативного выполнения внеплановых ремонтов и сокращения перерывов в работе ЭХЗ в организациях, эксплуатирующих устройства ЭХЗ, целесообразно иметь резервный фонд преобразователей для катодной и дренажной защиты из расчета 1 резервный преобразователь на 10 действующих.

330. При проверке параметров электродренажной защиты измеряют дренажный ток, устанавливают отсутствие тока в цепи дренажа при перемене полярности трубопровода относительно рельсов, определяют порог срабатывания дренажа (при наличии реле в цепи дренажа или цепи управления), а также сопротивление в цепи электродренажа.

331. При проверке параметров работы катодной станции измеряют ток катодной защиты, напряжение на выходных клеммах катодной станции и потенциал трубопровода на контактном устройстве.

332. При проверке параметров установки гальванической защиты измеряют:

а) силу тока в цепи гальванический анод (ГА) – защищаемое сооружение;

б) разность потенциалов между ГА и трубой;

в) потенциал трубопровода в точке присоединения ГА при подключенном ГА.

333. Эффективность ЭХЗ проверяют не реже, чем 2 раза в год (с интервалом не менее 4 месяцев), а также при изменении параметров работы установок ЭХЗ и при изменениях коррозионных условий, связанных с:

а) прокладкой новых подземных сооружений;

б) изменением конфигурации газовой и рельсовой сети в зоне действия защиты;

в) установкой ЭХЗ на смежных коммуникациях.

334. Контроль эффективности ЭХЗ подземных стальных трубопроводов производится по поляризационному потенциалу или при отсутствии возможности его измерений – по суммарному потенциалу трубопровода в точке подключения установки ЭХЗ и на границах создаваемых ею зон защиты. Для подключения к трубопроводу могут быть использованы контрольно-измерительные пункты, вводы в здания и другие элементы трубопровода, доступные для производства измерений. На трубопроводе до места присоединения не должно быть фланцевых или изолирующих соединений, если на них не установлены электрические перемычки.

335. Поляризационный потенциал стальных трубопроводов измеряют на стационарных КИПах, оборудованных медносульфатным электродом сравнения длительного действия с датчиком потенциала – вспомогательным электродом (ВЭ, рисунок № 8 Приложения № 7 к настоящей Инструкции), или на нестационарных КИПах с помощью переносного медносульфатного электрода сравнения с датчиком потенциала – вспомогательным электродом (ВЭ, рисунок № 9 Приложения № 7 к настоящей Инструкции).

336. Для измерений поляризационного потенциала на нестационарных КИПах используют ВЭ и переносной медносульфатный электрод сравнения, устанавливаемые на время измерений в специальном шурфе.

Подготовку шурфа и установку ВЭ производят в следующем порядке:

В намеченном пункте измерений (где имеется возможность подключения к трубопроводу) с помощью трассоискателя или по привязкам на плане трассы трубопровода определяют месторасположение трубопровода.

Над трубопроводом или в максимальном приближении к нему в месте отсутствия дорожного покрытия делают шурф глубиной 300 – 350 мм и диаметром 180 – 200 мм.

Датчик (ВЭ) и переносной электрод сравнения следует устанавливать на расстоянии не менее 3h от трубок гидравлических затворов, конденсатосборников и контрольных трубок (h – расстояние от поверхности земли до верхней образующей трубопровода).

Перед установкой в грунт ВЭ зачищают шкуркой шлифовальной зернистостью 40 и меньше и насухо протирают. Предварительно из взятой со дна шурфа части грунта, контактирующего с ВЭ, должны быть удалены твердые включения размером более 3 мм. На выровненное дно шурфа насыпают слой грунта толщиной 30 мм. Затем укладывают ВЭ рабочей поверхностью вниз и засыпают его грунтом до отметки 60 – 80 мм от дна шурфа. Грунт над ВЭ утрамбовывают с усилием 3 – 4 кг на площадь ВЭ. Сверху устанавливают переносной электрод сравнения и засыпают грунтом. Переносной электрод сравнения перед установкой подготавливают в соответствии с пунктом 212 настоящей Инструкции. При наличии атмосферных осадков предусматривают меры против увлажнения грунта и попадания влаги в шурф.

337. Для измерения поляризационного потенциала используют приборы с прерывателем тока (например, типа 43313.1, ПКИ-02 и тому подобное).

Прерыватель тока обеспечивает попеременное подключение ВЭ к трубопроводу и к измерительной цепи.

Измерения на стационарных и нестационарных КИПах производят следующим образом. К соответствующим клеммам приборов (рисунок № 8 и № 9 Приложение № 7 к настоящей Инструкции) присоединяют контрольные проводники от трубопровода, ВЭ и электрода сравнения; включают прибор. Через 10 минут после включения прибора измеряют потенциалы с записью результатов через каждые 10 секунд или при использовании прибора ПКИ-02 – с хранением в памяти прибора. Продолжительность измерений при отсутствии блуждающих токов не менее 10 минут. При наличии блуждающих токов продолжительность измерений принимается в соответствии с рекомендациями, изложенными в пункте 214 настоящей Инструкции.

Результаты измерений заносят протокол по форме, указанной в Приложении № 21 к настоящей Инструкции.

Примечания:

а) продолжительность измерений потенциала трубопровода в точке подключения установки защиты при ее техническом осмотре в соответствии с пунктом 324 настоящей Инструкции может составлять 5 минут;

б) если на стационарном КИПе ВЭ постоянно подключен к катодно-поляризуемому трубопроводу, то измерения поляризационного потенциала начинаются непосредственно после подключения прибора.

338. Среднее значение поляризационного потенциала E_{cp} , В, вычисляют по формуле:

$$E_{cp} = \sum_{i=1}^n E_i / n, \text{ где:}$$

а) $\sum E_i$ – сумма измеренных n значений поляризационных потенциалов (В) за весь период измерений;

б) n – общее число измерений.

339. По окончании измерительных работ на нестационарном КИП и извлечения из шурфа электрода сравнения и ВЭ шурф засыпают грунтом. В целях обеспечения возможности повторных измерений в данной точке на плане прокладки трубопровода делают привязку пункта измерений.

340. Для определения эффективности ЭХЗ по суммарному потенциалу (включающему поляризационную и омическую составляющие) используют приборы типа ЭВ 2234, 43313.1, ПКИ-02. Переносные электроды сравнения устанавливают на поверхности земли на минимально возможном расстоянии (в плане) от трубопровода, в том числе на дне колодца. Режим измерений – по пункту 336 настоящей Инструкции.

341. Среднее значение суммарного потенциала U_{cp} (В) вычисляют по формуле:

$$U_{cp} = \sum_{i=1}^n U_i / n, \text{ где:}$$

а) $\sum U_i$ – сумма значений суммарного потенциала;

б) n – общее число отсчетов.

Результаты измерений заносятся в сводный журнал по форме, указанной в Приложении № 21 к настоящей Инструкции, а также могут фиксироваться на картах-схемах подземных трубопроводов.

342. При защите по смягченному критерию защищенности минимальный (по абсолютной величине) защитный поляризационный потенциал определяется по формуле: $E_{мин} = E_{ст} - 0,10 \text{ В}$, где $E_{ст}$ – стационарный потенциал вспомогательного электрода (датчика потенциала).

Поляризационный потенциал измеряют в соответствии с пунктом 336 настоящей Инструкции.

Для определения $E_{ст}$ датчика (ВЭ), датчик отключают от трубы и через 10 минут после отключения измеряют его потенциал E . Если измеренный потенциал отрицательнее – 0,55 В, то это значение принимается за $E_{ст}$. Если измеренный потенциал по абсолютной величине равен или меньше 0,55 В, то принимается $E_{ст} = - 0,55 \text{ В}$. Значения $E_{ст}$ (измеренное и принятое) заносятся в протокол по форме, указанной в Приложении № 21 настоящей Инструкции.

343. При обнаружении неэффективной работы установок катодной или дренажной защиты (сокращены зоны их действия, потенциалы отличаются от допустимых защитных) необходимо произвести регулирование режима работы установок ЭХЗ.

Если потенциал трубопровода на участке подключения гальванического анода (ГА) окажется меньше (по абсолютному значению) проектного или минимального защитного потенциала, необходимо проверить исправность соединительного провода между ГА и трубопроводом, мест припайки его к трубопроводу и ГА. Если соединительный провод и места припайки его окажутся исправными, а потенциал по абсолютному значению не увеличивается, то делают шурф на глубину заковки ГА для его осмотра и проверки наличия вокруг него засыпки (активатора).

344. Сопротивление растеканию тока анодного заземления следует измерять во всех случаях, когда режим работы катодной станции резко меняется, но не реже 1 раза в год.

Сопротивление растеканию тока анодного заземления определяют как частное от деления напряжения на выходе катодной установки на ее выходной ток или с помощью прибора М-416 и стальных электродов по схеме приведенной на рисунке № 10 Приложения № 7 к настоящей Инструкции.

345. Сопротивление защитного заземления электроустановок измеряют не реже 1 раза в год. Схема измерения сопротивления растеканию тока защитного заземления приведена на рисунке № 10 Приложения № 7 к настоящей Инструкции. Измерения следует производить в наиболее сухое время года.

346. Исправность изолирующих соединений проверяют не реже 1 раза в год. Для этой цели используют специальные сертифицированные индикаторы качества изолирующих соединений.

При отсутствии таких индикаторов измеряют падение напряжения на изолирующем соединении или синхронно потенциалы трубы по обеим сторонам изолирующего соединения. Измерение проводят при помощи двух милливольтметров.

а) измерения проводят на следующих климатических условиях при температуре окружающего воздуха от минус 30 °С до плюс 50 °С и относительной влажности до 80%.

Для проверки эффективности работы ИС собирают схему измерений, приведенную на рисунке № 11 Приложения № 7 к настоящей Инструкции;

б) измерения разности потенциала (газопровод – земля) производят по обеим сторонам изолирующего соединения синхронно. Для этого переносной медносульфатный электрод сравнения заглубляют на 0,02 м в грунт. С помощью соединительных проводов милливольтметры подключают согласно схемы приведенной на рисунке № 11 Приложения № 7 к настоящей Инструкции;

в) при исправном изолирующем соединении синхронное измерение показывает величину падения напряжения не менее 0,005 В.

В случае применения изолирующих вставок, имеющих металлическую муфту, изолированную с обеих сторон от трубопровода, проверить их исправность можно определением сопротивлений муфты относительно каждой из сторон трубопровода с помощью мегомметра напряжением до 500 В. Сопротивление должно быть не менее 200 кОм.

Результаты проверки исправности изолирующих соединений оформляют согласно Приложения № 22 к настоящей Инструкции.

347. Если на действующей установке ЭХЗ в течение года наблюдалось 6 и более отказов в работе преобразователя, последний подлежит замене. Для определения возможности дальнейшего использования преобразователя необходимо провести его испытание в объеме, предусмотренном требованиями предустановочного контроля.

348. В случае если за время эксплуатации установки ЭХЗ общее количество отказов в ее работе превысит 12, необходимо провести обследование технического состояния трубопровода по всей длине защитной зоны.

349. Организации, осуществляющие эксплуатацию устройств ЭХЗ, должны ежегодно составлять отчет об отказах в их работе.

350. Допускается отключение каждой установки ЭХЗ при необходимости проведения регламентных работ, но не более 80 часов в квартал для УКЗ и УПЗ и не более 24 часов для УДЗ. При проведении опытных или исследовательских работ допускается отключение средств ЭХЗ на суммарный срок не более 10 суток в год для УКЗ и УПЗ и на 3 суток для УДЗ.

В тех случаях, когда в зоне действия вышедшей из строя установки ЭХЗ защитный потенциал трубопровода обеспечивается соседними установками ЭХЗ (перекрывание зон защиты), то срок устранения неисправности определяется руководством эксплуатационной организации.

Глава 41. Эксплуатационный контроль состояния изоляции и опасности коррозии трубопроводов

351. Во всех шурфах, отрываемых при ремонте, реконструкции и ликвидации дефектов изоляции или коррозионных повреждений трубопровода, должны определяться коррозионное состояние металла и качество изоляционного покрытия.

352. При обнаружении коррозионного повреждения на действующем трубопроводе проводится обследование с целью выявления причины коррозии и разработки противокоррозионных мероприятий.

Форма акта обследования утверждается руководителем хозяйства, эксплуатирующего данный трубопровод.

В акте должны быть отражены:

а) год ввода в эксплуатацию данного участка трубопровода, диаметр трубопровода, толщина стенки, глубина укладки;

б) тип и материал изоляционного покрытия;

- в) состояние покрытия (наличие повреждений);
- г) толщина, переходное сопротивление, адгезия покрытия;
- д) коррозионная агрессивность грунта;
- е) наличие опасного действия блуждающих токов;
- ж) сведения о дате включения защиты и данные об имевших место отключениях ЭХЗ;
- з) данные измерения поляризационного потенциала трубы и потенциала трубы при выключенной защите;
- и) состояние наружной поверхности трубы вблизи места повреждения, наличие и характер продуктов коррозии, количество и размеры повреждений и их расположение по периметру трубы.

При обнаружении высокой коррозионной агрессивности грунта или опасного действия блуждающих токов при шурфовом обследовании следует дополнительно определить коррозионную агрессивность грунта и наличие опасного действия блуждающих токов на расстоянии около 50 м по обе стороны от места повреждения по трассе трубопровода.

В заключении должна быть указана причина коррозии и предложены противокоррозионные мероприятия.

Возможная форма акта приведена в Приложении № 23 к настоящей Инструкции.

353. Определение опасного влияние блуждающих токов в соответствии с пунктами 216 – 221 настоящей Инструкции на участках трубопроводов, ранее не требовавших ЭХЗ, проводится 1 раз в 2 года, а также при каждом изменении коррозионных условий.

354. Оценка коррозионной агрессивности грунтов приведена в пунктах 201 – 208 настоящей Инструкции по трассе трубопроводов, ранее не требовавших ЭХЗ, проводится 1 раз в 5 лет, а также при каждом изменении коррозионных условий.

355. На участках трубопровода, где произошло коррозионное повреждение, после его ликвидации целесообразно предусмотреть установку индикаторов коррозии в соответствии с пунктом 234 настоящей Инструкции и Приложением № 16 к настоящей Инструкции.

Приложение № 1
к Инструкции по защите подземных
трубопроводов от коррозии (справочное)

ПЕРЕЧЕНЬ

нормативных документов по стандартизации

1. ГОСТ 9.602-2016 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии», введенный в действие Приказом Министерства промышленности и регионального развития Приднестровской Молдавской Республики от 3 мая 2017 года № 222 (опубликование в газете «Приднестровье» от 19 мая 2017 года № 86).

2. ГОСТ ПМР ГОСТ Р 51164-2004 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии», введенный в действие Приказом Министерства экономики Приднестровской Молдавской Республики от 28 августа 2004 года № 443 (регистрационный № 2919 от 8 сентября 2004 года) (САЗ 04-37).

3. ГОСТ 16336-77 «Композиции полиэтилена для кабельной промышленности. Технические условия», введенный в действие Приказом Министерства юстиции Приднестровской Молдавской Республики от 25 октября 2002 года № 425 (регистрационный № 1838 от 1 ноября 2002 года) (САЗ 02-44).

4. ГОСТ 16337-77 «Полиэтилен высокого давления. Технические условия», введенный в действие Министерством юстиции Приднестровской Молдавской Республики от 25 октября 2002 года № 425 (регистрационный № 1838 от 1 ноября 2002 года) (САЗ 02-44).

5. ГОСТ 9812-74 «Битумы нефтяные изоляционные. Технические условия» введенный в действие Приказом Министерства юстиции Приднестровской Молдавской Республики от 19 февраля 2003 года № 74 (регистрационный № 2032 от 4 марта 2003 года) (САЗ 03-10).

6. ГОСТ 2678-94 «Материалы рулонные кровельные и гидроизоляционные. Методы испытаний», введенный в действие Приказом Министерства юстиции Приднестровской Молдавской Республики от 8 августа 2002 года № 699 (регистрационный № 811 от 14 октября 2002 года) (САЗ 02-42).

7. ГОСТ 12.4.011-89 «Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация» введенный в действие Приказом Министерства юстиции Приднестровской Молдавской Республики от 23 октября 2002 года № 417 (регистрационный № 1835 от 1 ноября 2002 года) (САЗ 02-30).

8. ГОСТ 6709-72 «Реактивы. Вода дистиллированная. Технические условия», введенный в действие Приказом Министерства юстиции Приднестровской Молдавской Республики от 19 февраля 2003 года № 72 (регистрационный № 2030 от 4 марта 2003 года) (САЗ 03-10).

9. ГОСТ 19710-83 «Этиленгликоль. Технические условия», введенный в действие Приказом Министерства юстиции Приднестровской Молдавской Республики от 25 октября 2002 года № 427 (регистрационный № 1842 от 06.11.2002 года) (САЗ 02-45).

10. ГОСТ 4165-78 «Реактивы. Медь II сернокислая 5-водная. Технические условия», введенный в действие Приказом Министерства юстиции Приднестровской Молдавской Республики от 17 февраля 2003 года № 68 (регистрационный № 2029 от 3 марта 2002 года) (САЗ 03-10).

11. ГОСТ 5180-84 «Грунты. Методы лабораторного определения физических характеристик», введенный в действие Приказом Министерства юстиции Приднестровской Молдавской Республики от 19 февраля 2003 года № 72 (регистрационный № 2030 от 4 марта 2003 года) (САЗ 03-10).

Приложение № 2
к Инструкции по защите подземных
трубопроводов от коррозии

Перечень сокращенных наименований норм и правил

1. Правила эксплуатации электроустановок потребителей (ПЭЭП), утвержденные приказом Министерства экономического Приднестровской Молдавской Республики от 29 июля 2002 года № 289 «Об утверждении и введении в действие Правил эксплуатации электроустановок потребителей» (регистрационный № 1681 от 19 августа 2002 года) (САЗ 02-34) с изменениями и дополнениями, внесенными Приказом Министерства юстиции Приднестровской Молдавской Республики от 29 апреля 2003 года № 189 (регистрационный № 2159 от 13 мая 2003 года) (САЗ 03-20), Приказом Министерства экономики Приднестровской Молдавской Республики от 28 февраля 2005 года № 110 (регистрационный № 3139 от 17 марта 2005 года) (САЗ 05-12), Приказом Министерства юстиции Приднестровской Молдавской Республики от 21 марта 2005 года № 119 (регистрационный № 3150 от 24 марта 2005 года) (САЗ 05-13), Приказом Государственной службы охраны труда и промышленной безопасности Приднестровской Молдавской Республики от 2 декабря 2010 года № 1373 (регистрационный № 5497 от 24 декабря 2010 года) (САЗ 10-51), приказами Государственной службы энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Приднестровской Молдавской Республики от 11 апреля 2012 года № 13 (регистрационный № 5998 от 16 мая 2012 года) (САЗ 12-21), от 18 апреля 2013 года № 158 (регистрационный № 6465 от 14 июня 2013 года) (САЗ 13-23), от 20 ноября 2014 года № 484 (регистрационный № 7006 от 27 января 2015 года) (САЗ 15-5),

Приказом Министерства регионального развития, транспорта и связи Приднестровской Молдавской Республики от 5 мая 2015 года № 153 (регистрационный № 7127 от 28 мая 2015 года) (САЗ 15-22), Приказом Министерства регионального развития Приднестровской Молдавской Республики от 24 июня 2016 года № 639 (регистрационный № 7595 от 28 сентября 2016 года) (САЗ 16-39), приказами Министерства экономического развития Приднестровской Молдавской Республики от 20 января 2018 года № 40 (регистрационный № 8138 от 14 февраля 2018 года) (САЗ 18-7), от 5 ноября 2019 года № 945 (регистрационный № 9210 от 10 декабря 2019 года) (САЗ 19-48), от 19 апреля 2021 года № 390 (регистрационный № 10238 от 19 мая 2021 года) (САЗ 21-20).

2. ПОТ 004-22 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденные Приказом Министерства экономического развития Приднестровской Молдавской Республики от 18 апреля 2022 года № 381 «Об утверждении и введении в действие ПОТ 004-22 Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» (регистрационный № 11060 от 1 июня 2022 года) (САЗ 22-21).

3. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), утвержденные приказом Министерства экономического развития Приднестровской Молдавской Республики от 18 мая 2009 года № 542 «О введении в действие Правил устройства электроустановок» (журнал «Госпромтрудонадзор Приднестровской Молдавской Республики информирует» от 20 апреля 2012 года № 1) с изменениями и дополнением, внесенными приказами Государственной службы охраны труда и промышленной безопасности Приднестровской Молдавской Республики от 22 сентября 2010 года № 1039 (журнал «Госпромтрудонадзор Приднестровской Молдавской Республики информирует» от 20 мая 2011 года № 4), приказами Государственной службы энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Приднестровской Молдавской Республики от 5 мая 2012 года № 50 (САЗ 12-23), от 24 июля 2012 года № 162 (САЗ 12-33), от 22 октября 2013 года № 424 (САЗ 13-46), приказами Министерства экономического развития Приднестровской Молдавской Республики от 22 июля 2022 года № 783 (САЗ 22-30), от 24 октября 2022 года № 1182 (САЗ 22-43).

4. Правила безопасности в газовом хозяйстве, утвержденные приказом Министерства экономического развития Приднестровской Молдавской Республики от 17 октября 2001 года № 477 (регистрационный № 1278 от 22 октября 2001 года) (САЗ 01-44) с изменениями и дополнениями, внесенными приказами Министерства юстиции Приднестровской Молдавской Республики от 4 июня 2003 года № 232 (регистрационный № 2219 от 11 июня 2003 года) (САЗ 03-24), от 25 февраля 2009 года № 54 (регистрационный № 4779 от 27 марта 2009 года) (САЗ 09-13), Приказом Государственной службы охраны труда и промышленной безопасности Приднестровской Молдавской Республики от 30 сентября 2010 года № 1078 (регистрационный № 5463 от 3 декабря 2010 года) (САЗ 10-48), приказами Государственной службы энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Приднестровской Молдавской Республики от 11 апреля 2012 года № 13 (регистрационный № 5998 от 16 мая 2012 года) (САЗ 12-21), от 18 апреля 2013 года № 158 (регистрационный № 6465 от 14 июня 2013 года) (САЗ 13-23), от 3 апреля 2014 года № 135 (регистрационный № 6789 от 25 апреля 2014 года) (САЗ 14-17), от 20 января 2015 года № 33 (регистрационный № 7045 от 6 марта 2015 года) (САЗ 15-10), Приказом Министерства регионального развития Приднестровской Молдавской Республики от 13 декабря 2016 года № 863 (регистрационный № 7696 от 27 декабря 2016 года) (САЗ 17-1), приказами Министерства экономического развития Приднестровской Молдавской Республики от 20 января 2018 года № 40 (регистрационный № 8138 от 14 февраля 2018 года) (САЗ 18-7), от 7 мая 2019 года № 405 (регистрационный № 8909 от 14 июня 2019 года) (САЗ 19-22), от 30 декабря 2020 года № 1071 (регистрационный № 9966 от 26 января 2021 года) (САЗ 21-4).

5. СНиП 11-01-2016 «Состав, порядок разработки, согласования и утверждения проектной документации для строительства», введенные в действие Приказом Министерства промышленности и регионального развития Приднестровской Молдавской

Приложение № 3
к Инструкции по защите подземных
трубопроводов от коррозии

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

ТЕРМИН	ОПРЕДЕЛЕНИЕ
1. Адгезия	Сцепление покрытия с металлической основой (поверхностью трубы) или с полимерной основой.
2. Анодный заземлитель (анод)	Проводник, погруженный в электролитическую среду (грунт, раствор электролита) и подключенный к положительному полюсу источника постоянного тока.
3. Анодная зона	Участок подземного стального трубопровода, потенциал которого смещается относительно стационарного потенциала только к более положительным значениям.
4. Блуждающий ток	Постоянный электрический ток, протекающий вне предназначенной для него цепи.
5. Гальванический анод (протектор)	Электрод из металла с более отрицательным потенциалом, чем защищаемое металлическое сооружение, подключаемый к сооружению при его гальванической защите.
6. Гальваническая (протекторная) защита	Электрохимическая защита металлического сооружения путем подключения к нему гальванического анода.
7. Диэлектрическая сплошность изоляционного покрытия	Отсутствие сквозных повреждений и утоншений в покрытии, определяемое при воздействии высоковольтного источника постоянного тока.
8. Защитный потенциал	Потенциал, при котором электрохимическая защита обеспечивает необходимую коррозионную стойкость металла.
9. Знакопеременная зона	Участок подземного стального трубопровода, потенциал которого смещается относительно стационарного потенциала и к более положительным, и к более отрицательным значениям.
10. Изоляционное покрытие	Слой или система слоев веществ, наносимых на поверхность металлического сооружения для защиты металла от коррозии и обладающих электроизоляционными свойствами.
11. Катодная защита	Электрохимическая защита металлического сооружения путем подключения его к отрицательному полюсу источника постоянного тока, к положительному полюсу которого подключен анод.
12. Катодная зона	Участок подземного стального трубопровода, потенциал которого смещается относительно стационарного потенциала только к более отрицательным значениям.
13. Коррозионная агрессивность грунта	Совокупность свойств (характеристик) грунта, которые влияют на коррозию металла в грунте.
14. Максимальный защитный потенциал	Максимальный по абсолютному значению защитный потенциал, при котором не происходит катодное отслаивание покрытия и наводороживание металла.
15. Минимальный защитный потенциал	Минимальный по абсолютному значению защитный потенциал
16. Переходное электросопротивление изоляционного покрытия	Сопротивление собственно покрытия в цепи электрод – электролит – покрытие – труба.
17. Поляризационный потенциал	Не содержащий омической составляющей потенциал металла (вспомогательного электрода, трубопровода), через границу которого с электролитической средой протекает ток от внешнего источника.

18. Противокоррозионные мероприятия	Комплекс мер, направленных на защиту трубопровода от коррозии, включающий (как основные) нанесение защитного покрытия и электрохимическую защиту.
19. Разность потенциалов между трубой и грунтом (потенциал труба-земля)	Напряжение между трубой в грунте и электродом сравнения.
20. Стационарный потенциал	Потенциал металла (трубопровода, электрода), через границу которого с электролитической средой не протекает ток от внешнего источника.
21. Суммарный потенциал	Потенциал металлического сооружения (трубопровода), включающий омическую компоненту, через границу которого с электролитической средой протекает ток от внешнего источника.
22. Электродренажная (дренажная) защита	Электрохимическая защита трубопровода от коррозии блуждающими токами, осуществляемая устранением анодного смещения потенциала путем отвода блуждающих токов к их источнику.
23. Изолирующее соединение	Конструктивный элемент для прерывания металлической проводимости трубопровода.
24. Электрохимическая защита	Защита металла от коррозии в электролитической среде, осуществляемая установлением на нем защитного потенциала или устранением анодного смещения потенциала от стационарного потенциала.

Приложение № 4
к Инструкции по защите подземных
трубопроводов от коррозии

ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей Инструкции используются следующие сокращения:

- а) АЗ – анодное заземление (анодный заземлитель);
- б) БПИ – блок пластин индикаторов (индикатор общей коррозии);
- в) ВУС – весьма усиленное (тип покрытия);
- г) ВЭ – вспомогательный электрод (датчик потенциала);
- д) ВЭЗ – вертикальное электрическое зондирование;
- е) ГА – гальванический анод (протектор);
- ж) ГЗ – гальваническая защита (протекторная);
- з) ГРП – газорегуляторный пункт;
- и) ИЛК – индикатор локальной коррозии;
- к) КИП – контрольно-измерительный пункт;
- л) КУ – контактное устройство;
- м) м.с.э. – медносульфатный электрод (насыщенный);
- н) СКЗ – станция катодной защиты;
- о) СУГ – сжиженные углеводородные газы;
- п) ШРП – шкафной регуляторный пункт;
- р) ИС – изолирующее соединение;
- с) ЭХЗ – электрохимическая защита.

Приложение № 5
к Инструкции по защите подземных
трубопроводов от коррозии

Таблица № 1

Коррозионная агрессивность грунта (почвенно-грунтовых вод) по отношению к
углеродистой и низколегированной стали

Коррозионная агрессивность грунта	Удельное электрическое сопротивление грунта, Ом·м	Средняя плотность катодного тока, А/м ²
Низкая	Свыше 50	Менее 0,05 включ.
Средняя	От 20 до 50 включ.	От 0,05 до 0,20 включ.
Высокая	Менее 20 включ.	Свыше 0,20

Примечание:

Если удельное электрическое сопротивление грунта, измеренное в лабораторных условиях, равно или выше 130 Ом·м, оценка коррозионной агрессивности грунта по средней плотности катодного тока не требуется; коррозионная агрессивность грунта принимается низкой.

Таблица № 2

Защитные потенциалы металла сооружения относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения

Сооружения и условия их эксплуатации	Минимальный защитный потенциал ¹ относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения ² , В		Максимальный защитный потенциал ¹ относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения ² , В	
	Поляризационный потенциал (без омической составляющей)	Суммарный потенциал (с омической составляющей)	Поляризационный потенциал (без омической составляющей)	Суммарный потенциал (с омической составляющей)
Действующие стальные сооружения до их реконструкции ³ :				
С температурой поверхности (транспортируемого продукта) не выше 40°С	-0,85	-0,9	-1,15	-2,5
С температурой поверхности (транспортируемого продукта) выше 40°С; сооружения при опасности биокоррозии	-0,95	-1,05	-1,15	-3,5
Вновь построенные и реконструированные сооружения:				
С температурой поверхности (транспортируемого продукта) не выше 40°С	-0,85	-0,95	-1,2	-3,5
С температурой поверхности (транспортируемого продукта) выше 40°С, не имеющие теплоизоляции	-0,95	-1,05	-1,1	-3,5
<p>1) Здесь и далее под минимальным и максимальным значениями потенциала подразумевают его значение по абсолютной величине.</p> <p>2) Электроды сравнения обеспечивают стабильность потенциала по отношению к образцовому электроду сравнения в пределах ±15 мВ.</p> <p>3) Показатели относятся к сооружениям, для которых проектными решениями не был предусмотрен контроль поляризационного потенциала. Допускается оценивать защищенность только по величине потенциала с омической составляющей, который для действующих стальных сооружений с температурой поверхности (транспортируемого продукта) не выше 40°С, с покрытием на основе битумной мастики не отрицательнее минус 2,5 относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения.</p>				

Таблица № 3

Толщина защитного покрытий усиленного и весьма усиленного типов

№ п/п	Диаметр трубы, мм	Толщина покрытия, мм, не менее
		Усиленного типа
1	До 273 включительно	2,0
2	От 273 до 530	2,2
3	От 530 до 820	2,5
4	Свыше 820	3,0

Таблица № 4

Основные требования к полиэтиленовым покрытиям весьма усиленного типа

№ п/п	Наименование показателей	Нормируемые значения для покрытий ВУС-типа
1	Адгезия к стали при температуре 20°C, Н/см (кгс/см), не менее	50 (5)
2	Адгезия к стали при температуре 40°C, Н/см (кгс/см), не менее	35 (5)
3	Адгезия к стальной поверхности после выдержки в воде в течение 1000 часов при 20 °С, Н/см (кгс/см)	35,0 (3,5)
4	Диэлектрическая сплошность покрытия. Отсутствие пробоя при напряжении, кВ/мм, не менее	5,0
5	Прочность при ударе при температурах от минус 15 °С до плюс 40 °С, Дж на мм толщины покрытия, не менее:	
	для труб до Ø 273 мм	5,0
	для труб от Ø 273 до Ø 530 мм	6,0
	для труб от Ø 530 до Ø 820 мм	8,0
	для труб свыше Ø 820	10,0
6	Толщина в зависимости от диаметра труб, мм	От 2,0 до 3,0
7	Переходное электрическое сопротивление покрытия в 3% растворе Na ₂ SO ₄ , при 20 °С, Ом·м ² , исходное	1·10 ¹⁰
	через 100 суток выдержки	1·10 ⁹
8	Площадь отслаивания защитного покрытия при катодной поляризации, см ² , не более, при температуре:	
	20°C	5,0
	60°C	10
9	Максимальная температура эксплуатации, °С	60

Таблица № 5

Толщина защитных покрытий

№ п/п	Диаметр трубы, мм	Толщина покрытия, мм, не менее		
		Усиленного типа	Весьма усиленного типа	Для строительства трубопроводов, прокладываемых методом прокола и протаскиванием через скважины
1	До 250	1,5	2,0	2,0
2	От 250 до 273	1,5	2,2	2,0
3	От 273 до 500	1,5	2,2	2,0
4	530 и более	1,8	2,5	2,2
5	820 и более	2,0	2,5	2,5
6	1420	2,5	-	3,0

Таблица № 6

Основные требования к покрытиям из экструдированного полипропилена

№ п/п	Наименование показателей	Нормируемые значения	
1	Адгезия к стальной поверхности при температуре 20°С, Н/см (кгс/см), не менее	70,0 (7,0) – для труб Ø до 1220 мм	
		100,0 (10,0) – для труб Ø 1220 и выше	
2	Адгезия к стальной поверхности после выдержки в воде в течение 1000 часов при 20 °С, Н/см (кгс/см)	35,0 (3,5) – для труб Ø до 1220 мм	
		70,0 (7,0) – для труб Ø 1220 и выше	
3	Диэлектрическая сплошность при напряжении, кВ	Отсутствие пробоя при напряжении 25 кВ	
4	Ударная прочность, Дж на 1 мм толщины покрытия, не менее	8,0 – для труб до Ø 1220 мм	
		10,0 – для труб Ø 1220 и выше	
5	Толщина в зависимости от диаметра труб, мм	от 1,5 до 3,0 (см. таблица № 5)	
6	Переходное электросопротивление, при 20 °С, Ом·м ² , не менее		
		– исходное	$1 \cdot 10^{10}$
		– через 100 суток выдержки в 3% растворе NaCl	$1 \cdot 10^9$
7	Площадь отслаивания покрытия при катодной поляризации при 20 °С (ГОСТ Р 51164-2004, (Приложение № 3), см ² , не более	5,0 – для труб Ø от 219 до 1020 мм	
		4,0 – для труб Ø 1220 и выше	
8	Максимальная температура эксплуатации, °С	80	

Таблица № 7

Основные требования к покрытиям усиленного типа из полиэтиленовых липких лент

№ п/п	Показатель	Норма	Метод испытаний
1	Адгезия покрытия к трубе, Н/см, (кгс/см), не менее	20,0 (2,0)	ГОСТ 9.602-2016
2	Диэлектрическая сплошность покрытия. Отсутствие пробоя при напряжении, кВ/мм, не менее	5,0	ГОСТ 9.602-2016
3	Толщина, мм, не менее	1,8	Магнитный толщиномер

Таблица № 8

Структура комбинированного ленточно-полиэтиленового покрытия усиленного типа для труб диаметром 57-530 мм

Структура покрытия	Толщина покрытия для труб диаметром		
	От 57 до 114 мм	От 133 до 259 мм	От 273 до 530 мм
Грунтовочный слой – битумно-полимерная грунтовка	Расход 80 – 120 г/м ² для всех диаметров труб		
Изолирующий подслои – липкая полиэтиленовая лента	0,45	0,45	0,45
Защитный слой – экструдированный полиэтилен, мм	1,75	2,05	2,55
Общая толщина, мм	2,2	2,5	3,0

Таблица № 9

Основные требования к комбинированному ленточно-полиэтиленовому покрытию усиленного типа

№ п/п	Показатели свойств	Норма
1	Адгезия покрытия к стали, Н/см (кгс/см), не менее, при температурах:	
	20 °С	10,0 (1,0)
	40 °С	20,0 (2,0)
2	Адгезия покрытия к стали после выдержки в воде в течение 1000 ч при 20 °С, Н/см (кгс/см), не менее	15,0 (1,5)
3	Диэлектрическая сплошность покрытия. Отсутствие пробоя при напряжении, кВ/мм, не менее	5,0
4	Прочность при ударе при температурах от минус 15 °С до плюс 40 °С, Дж на мм толщины покрытия, не менее:	
	для труб до Ø 273 мм	5,0
	для труб от Ø 273 до Ø 530 мм	6,0
	для труб от Ø 530 до Ø 820 мм	8,0

	для труб свыше $\varnothing 820$	10,0
5	Площадь отслаивания защитного покрытия при катодной поляризации, см^2 , не более, при температуре 20°C	5,0
6	Переходное электросопротивление покрытия в 3% растворе Na_2SO_4 при 20°C , $\text{Ом}\cdot\text{м}^2$	
	– исходное	$1\cdot 10^8$
	– через 100 суток выдержки	$1\cdot 10^7$

Таблица № 10

Структура защитных покрытий усиленного типа на основе битумных мастик

Конструкция и материалы защитного покрытия	Толщина, мм, не менее		
	каждого слоя	общая	
		От 57 до $\varnothing 159$	От 168 до $\varnothing 1020$
Битумный праймер	Расход – 80 г/м^2	7,5	9,0
Битумная мастика	2,5 – 3		
Армирующий слой	Не нормирована		
Битумная мастика	2,5 – 3		
Армирующий слой	Не нормирована		
Битумная мастика	2,5 – 3		
Наружная обертка	В зависимости от материала		

Таблица № 11

Основные требования к покрытию весьма усиленного типа

№ п/п	Показатель	Норма	Метод контроля
1	Внешний вид	Отсутствие складок и гофр	Визуально
2	Адгезия к стали, при 20°C , Н/см	20,0	ГОСТ Р 51164-2004 (приложение № 2)
3	Диэлектрическая сплошность покрытия. Отсутствие пробоя при напряжении, кВ/мм, не менее	5,0	Искровой дефектоскоп
4	Прочность при ударе, при температуре до 40°C , Дж, не менее	6,0	ГОСТ Р 51164-2004 (приложение № 1)
5	Переходное электросопротивление покрытия в 3% растворе Na_2SO_4 при 20°C , $\text{Ом}\cdot\text{м}^2$		ГОСТ Р 51164-2004 (приложение № 4)
	– исходное	10^8	
	– через 100 суток выдержки	10^7	
6	Толщина, не менее, мм	4,0	Толщиномер
7	Площадь отслаивания покрытия при катодной поляризации, см^2 , не более, при 20°C	5	ГОСТ Р 51164-2004 (приложение № 3)
8	Температура хрупкости мастичного слоя, $^\circ\text{C}$, (не более)	минус 10°C	ГОСТ 9.602-2016

Таблица № 12

Показатели качества термоусаживающихся лент (ГОСТ 9.602-2016)

№ п/п	Показатель	В один слой толщиной не менее 1,5 мм при нанесении в трассовых условиях на стыки трубопроводов диаметром до 530 мм вкл.
1	Прочность адгезионного соединения со сталью, Н/см (кгс/см), не менее	
	– при 20°C на воздухе	20,0 (2,0)
	– после выдержки в воде при 20°C в течение 1000 ч.	30,0 (3,0)
2	Прочность адгезионного соединения с полиэтиленовым покрытием, Н/см (кгс/см), не менее	

	– при 20 °С на воздухе	35,0 (3,5)
	– после выдержки в воде при 20 °С в течение 1000 ч.	-
3	Прочность при разрыве, МПа, при 20°С, не менее	12,0

Таблица № 13

Материалы, рекомендуемые для изоляции отводов, углов поворотов, мест врезок, заглушек, мест приварки шин для КУ для газопроводов с различными видами покрытий

№ п/п	Покрытие действующего трубопровода	Покрытие вновь присоединяемого трубопровода	Материал для изоляции мест присоединения (врезки)
1	Мастичное битумное	Из экструдированного полиэтилена	Полимерно-битумная лента
2	Мастичное битумное	Из полиэтиленовых липких лент	Полимерно-битумная лента
3	Мастичное битумное	Мастичное битумное	Полимерно-битумная лента, битумные мастики + бризол
4	Из экструдированного полиэтилена	Из полиэтиленовых липких лент	Полимерно-битумная лента
5	Из экструдированного полиэтилена	Из экструдированного полиэтилена	Полимерно-битумная лента
6	Из полиэтиленовых липких лент	Из полиэтиленовых липких лент	Полимерно-битумная лента

Таблица № 14

Краткие технические характеристики приборов для обнаружения мест сквозных повреждений изоляционных покрытий подземных трубопроводов

№ п/п	Характеристики	АНПИ-3	ИПИТ-2	АНТПИ	КАОДИ	ТИСПИ
1	Максимально определяемая глубина заложения трубопровода, м	10	5	10	5	10
2	Напряжение питания генератора, В	12	12	12	10÷15	12
3	Радиус действия от места подключения генератора, м	500÷2000	1000÷2000	2000	≥2000	500÷1000
4	Минимальная площадь определяемого повреждения, мм ²	-	10÷25	0,25	0,25	0,25
5	Точность локализации повреждения, м	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
6	Масса, кг, не более генератора	4,8	4,0	6,0	5,0	6,0
	приемника	2,0	2,0	1,5	1,5	1,5
	антенного устройства	-	2,5	-	0,4	-
7	Чувствительность приемника, мкВ, не хуже	50	-	4,5	2	4,5
8	Рабочие частоты генератора и приемника, Гц F1	1000	1000	1024	1303	1024
	F2	-	-	8192	163	8192
	F3	-	-	-	100	-

Примечание:

Допускается использование других средств измерений и оборудования с аналогичными метрологическими характеристиками.

Таблица № 15

Технические данные магниевых гальванических анодов, упакованных с активатором

Тип анода	Габаритные размеры, мм		Масса(округленно), кг
	диаметр	длина	
ПМ-5У	165	580	16
ПМ-10У	200	700	30
ПМ-20У	270	710	60

Приложение № 6
к Инструкции по защите подземных
трубопроводов от коррозии
(обязательное)

Определение переходного электрического сопротивления покрытий газопроводов

Одним из параметров, характеризующих качество изоляционного покрытия на эксплуатирующихся газопроводах, является переходное электросопротивление, измеряемое в Ом·м².

Переходное электрическое сопротивление покрытия газопровода измеряется в местах шурфования при обследовании коррозионного состояния, при проведении ремонтных работ и осуществлении врезок методом «мокрого контакта», схема которого приведена на рисунке № 12 Приложения № 7 к настоящей Инструкции.

Сущность метода заключается в следующем: в местах измерения переходного электросопротивления на поверхность покрытия газопровода, очищенную от грунта не менее чем на 0,8 м по его длине, по периметру накладывают тканевое полотенце 3, смоченное водой (для увеличения проводимости в воду можно добавлять сульфат натрия, 3% масс). На полотенце накладывают металлический электрод-бандаж 2 и плотно стягивают его болтами или резиновыми лентами. Два дополнительных электрода-бандажа 6 исключают влияние поверхностной утечки тока через загрязненную или увлажненную поверхность изоляционного покрытия. Электроды-бандажи не должны контактировать с грунтом.

Измерения выполняют, как показано на схеме, приведенной на рисунке № 12 Приложения № 7 к настоящей Инструкции. Резистором отбирают рабочее напряжение, равное 30 В. Если нет необходимости повреждать покрытие (например, для измерения адгезии), клемму 1 в схеме замыкают не на оголенный участок трубы, а на стальной штырь, вбитый в грунт рядом с газопроводом.

Величину переходного сопротивления рассчитывают по формуле:

$$R = \frac{U}{I_1 - I_2} - F, \text{ где:}$$

- а) R – переходное электросопротивление, Ом·м²;
- б) U – напряжение, В;
- в) I₁ – ток на амперметре А₁, А; I₂ – ток на амперметре А₂, А;
- г) F – площадь электрода-бандажа, имеющего контакт с изоляционным покрытием, м².

Допускается измерение переходного сопротивления покрытия на эксплуатирующихся газопроводах мегомметром марки М 1101.

Приложение № 7
к Инструкции по защите подземных
трубопроводов от коррозии

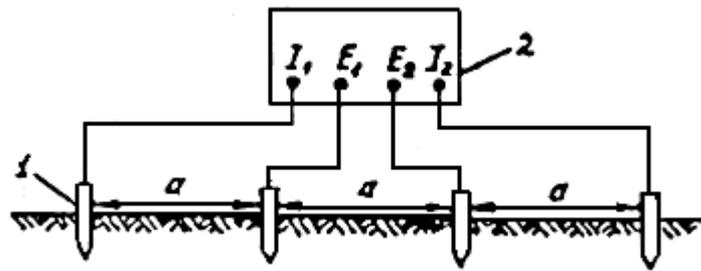


Рисунок № 1 Схема определения удельного сопротивления грунта
1 – электрод; 2 – прибор.

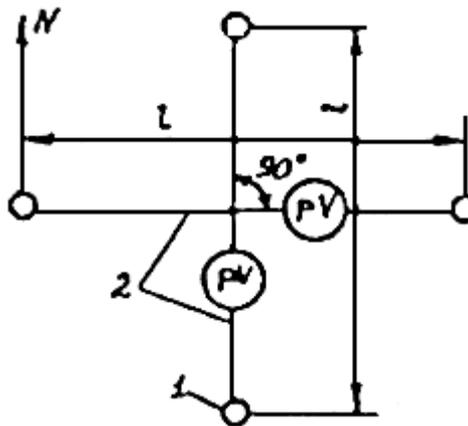


Рисунок № 2 Схема электрических измерений для обнаружения блуждающих токов в земле

1 – медносульфатные электроды сравнения; 2 – изолированные проводники;
pV – вольтметр; l – расстояние между электродами сравнения.

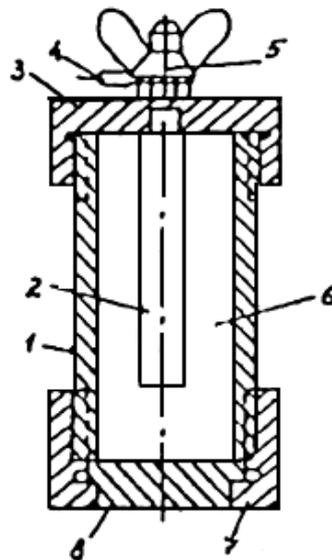


Рисунок № 3 Переносной медносульфатный электрод сравнения
1 – корпус; 2 – стержень из красной меди; 3 – крышка для крепления стержня; 4 – наконечник проводника; 5 – контактный зажим; 6 – полость, заполняемая насыщенным раствором сульфата меди; 7 – нижняя крышка; 8 – пористое дно.

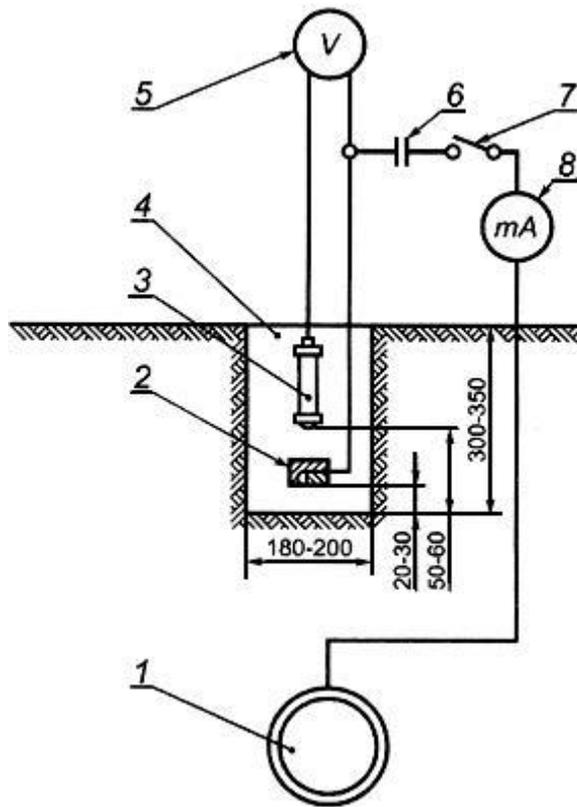


Рисунок № 4 Схема измерения смещения стационарного потенциала трубопровода под влиянием переменного тока

1 – трубопровод; 2 – датчик потенциала; 3 – переносный медносульфатный электрод сравнения; 4 – шурф; 5 – вольтметр постоянного тока; 6 – конденсатор; 7 – выключатель; 8 – амперметр переменного тока.

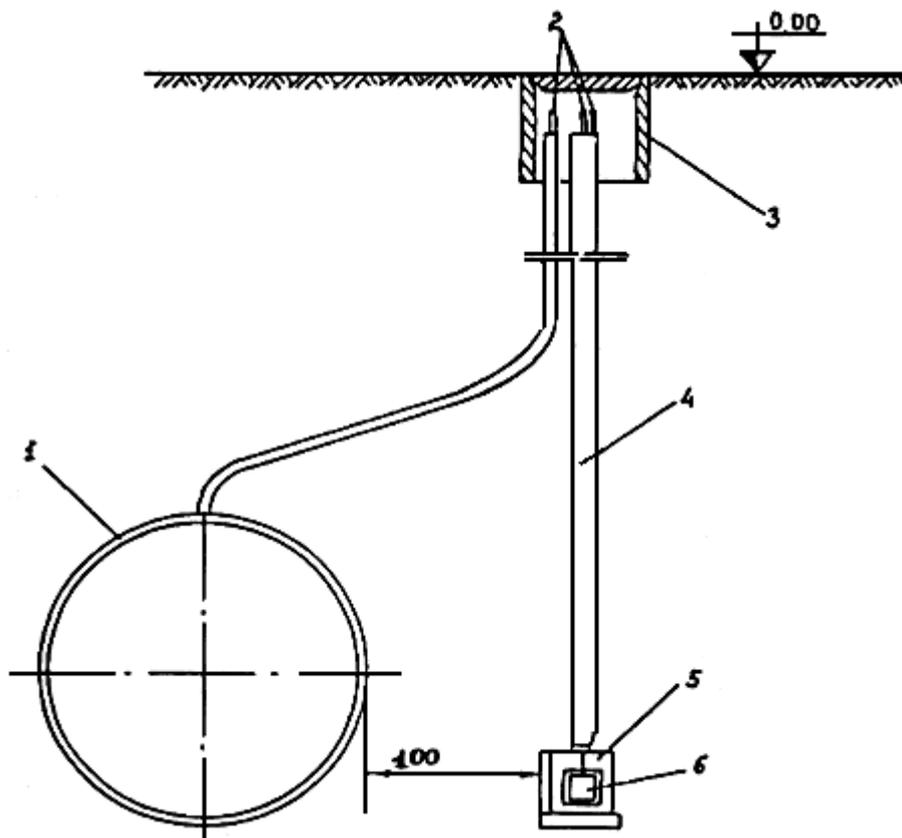


Рисунок № 5 Устройство стационарного контрольно-измерительного пункта с медносульфатным электродом сравнения длительного действия
 1 – трубопровод; 2 – контрольные проводники от трубопровода, электрода сравнения и датчика потенциалов; 3 – ковер; 4 – защитная трубка; 5 – электрод сравнения; 6 – датчик потенциала.

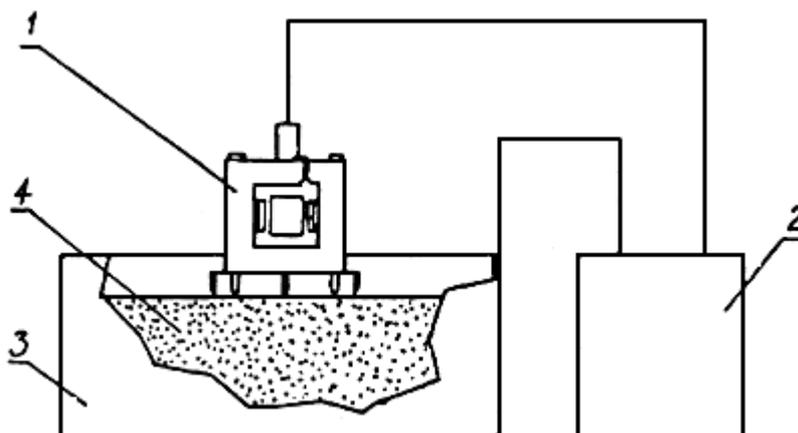


Рисунок № 6 Схема измерения переходного электрического сопротивления электродов сравнения

1 – проверяемый электрод сравнения; 2 – омметр (мультиметр типа 43313.1);
 3 – металлическая кювета; 4 – песок, увлажненный раствором NaCl в дистиллированной воде.

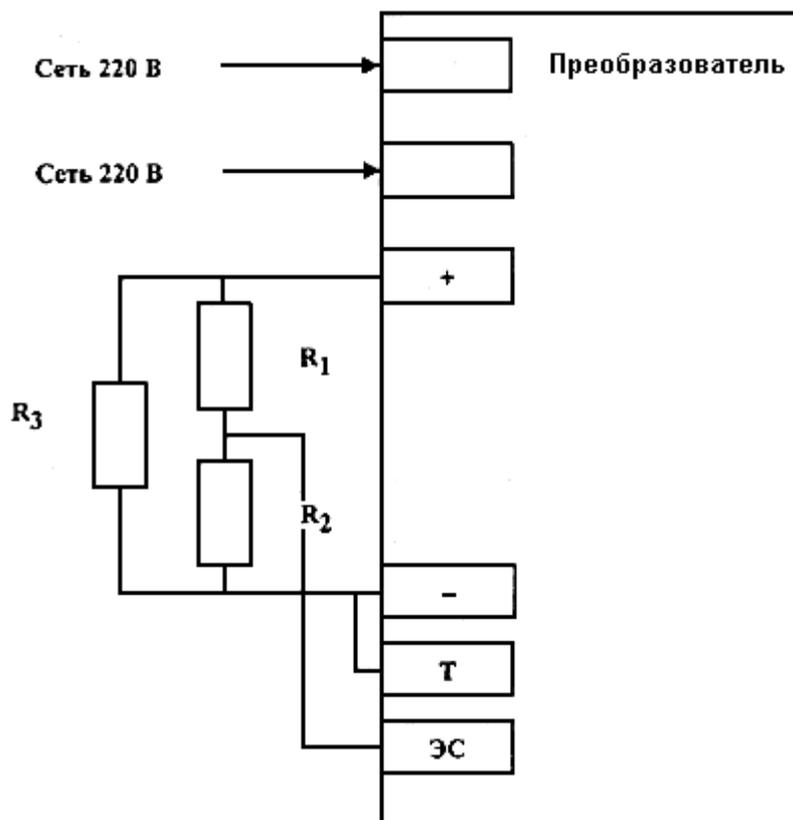


Рисунок № 7 Схема проверки работы преобразователя в ручном и автоматическом режимах

Примечание:

При Номинальном выходном напряжении 24 В: $R_1 = 6,2 \text{ кОм} \pm 10\%$, $R_2 = 1,5 \text{ кОм} \pm 10\%$.

При Номинальном выходном напряжении 24 В: $R_1 = 13 \text{ кОм} \pm 10\%$, $R_2 = 1,5 \text{ кОм} \pm 10\%$.

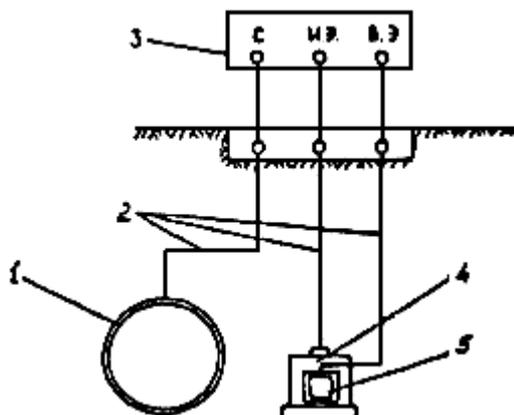


Рисунок № 8 Схема измерения поляризационного потенциала на стационарных КИПах
1 – трубопровод; 2 – контрольные проводники; 3 – прибор типа 43313.1;
4 – стационарный медносульфатный электрод сравнения; 5 – датчик потенциала.

Примечание:

При использовании прибора типа ПКИ-02 проводник от трубопровода присоединяют к соответствующей клемме прибора.

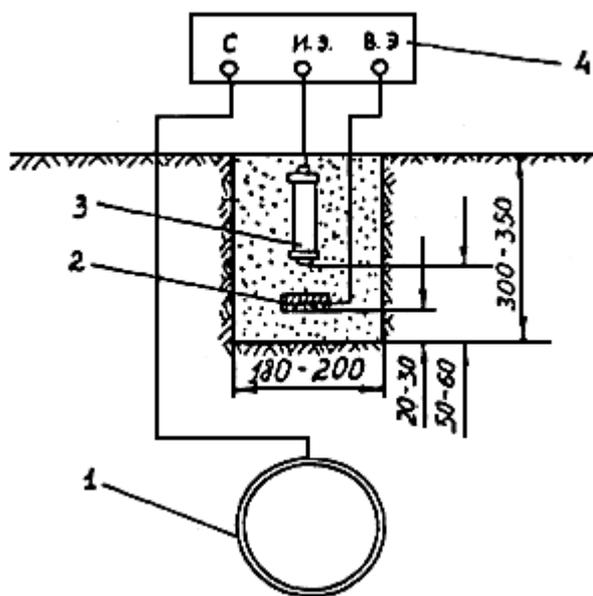


Рисунок № 9 Схема измерения поляризационного потенциала на нестационарных КИПах

1 – трубопровод; 2 – датчик потенциала; 3 – переносный медносульфатный электрод сравнения; 4 – прибор типа 43313.1

Примечание:

При использовании прибора типа ПКИ-02 проводник от трубопровода присоединяют к соответствующей клемме прибора.

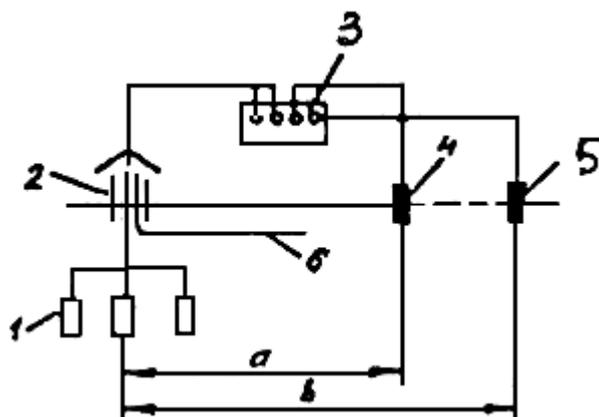


Рисунок № 10 Измерение сопротивления растеканию тока анодного заземления
 1 – анодные заземлители; 2 – контрольно-измерительный пункт; 3 – измерительный прибор; 4 – измерительный электрод; 5 – питающий электрод; 6 – дренажный провод.

Примечание:

При длине анодного заземлителя $l_{a.з}$ питающий электрод относят на расстояние $b \geq 3 l_{a.з}$, измерительный электрод – на расстояние $a \geq 2 l_{a.з}$.

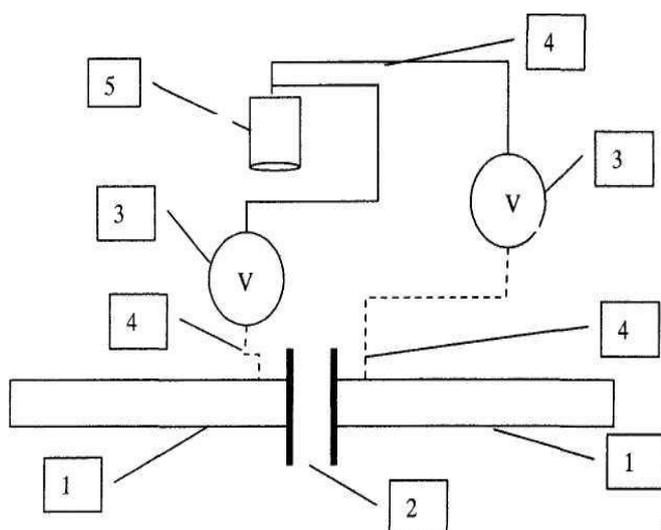


Рисунок № 11 Проверка эффективности изолирующего соединения отделяющего надземную часть газопровода от подземной.

1 – газопровод; 2 – ИС; 3 – милливольтметр; 4 – измеритель;
 5 – медно-сульфатный электрод сравнения.

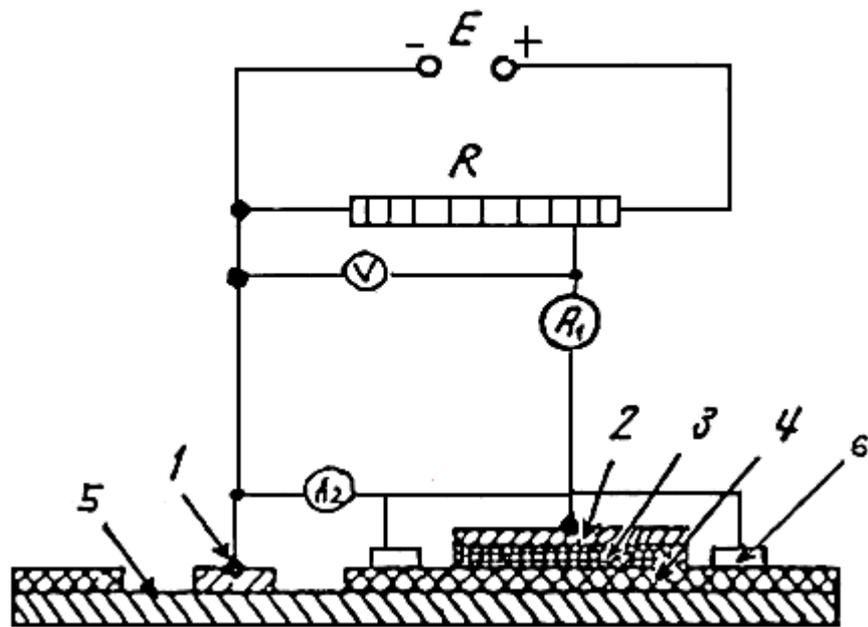


Рисунок № 12. Измерение переходного электросопротивления изоляционного покрытия методом «мокрого контакта»

1 – клемма, снабженная магнитом для контакта с трубой; 2 – кольцевой электрод-бандаж; 3 – влажное матерчатое полотенце; 4 – защитное покрытие; 5 – труба; 6 – дополнительный электрод-бандаж; E – источник постоянного тока; R – резистор; V – высокоомный вольтметр типа ЭВ-2234; A₁ и A₂ – миллиамперметры.

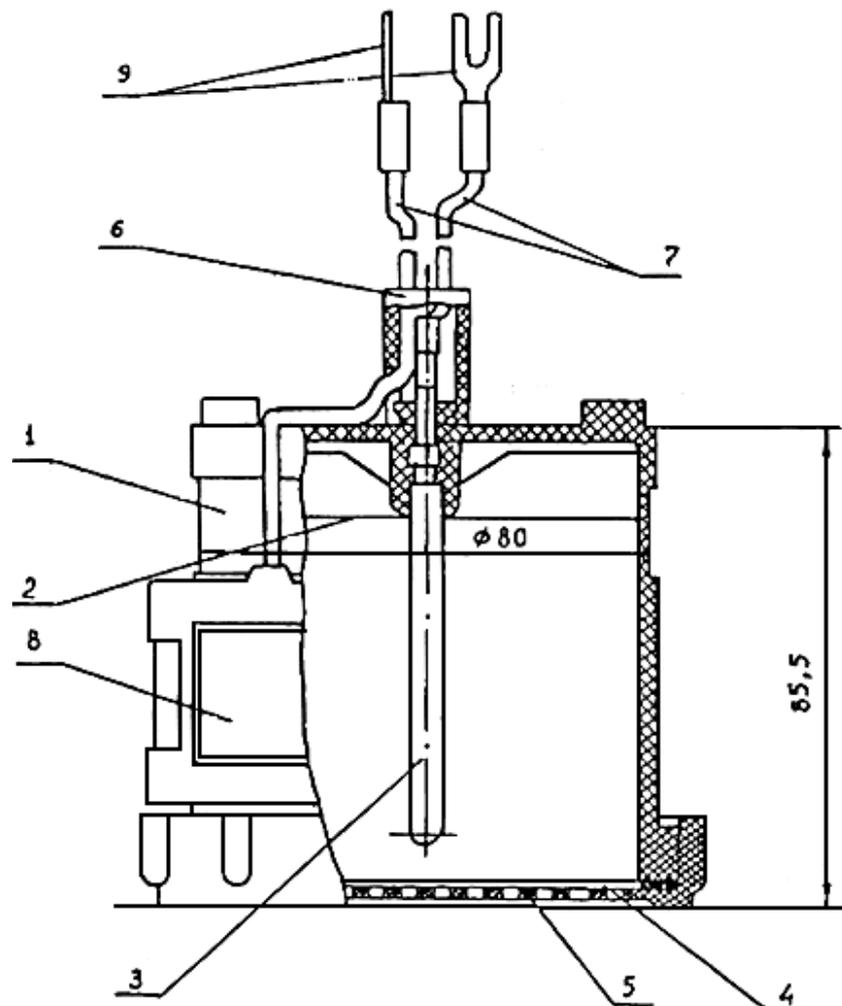


Рисунок № 13. Стационарный медносульфатный электрод сравнения типа ЭНЕС-1 и ЭСН-МС

1 – корпус; 2 – электролит; 3 – стержень из красной меди; 4 – ионообменная мембрана; 5 – защитная сетка; 6 – предохранительная трубка; 7 – проводники; 8 – датчик потенциала (ВЭ); 9 – наконечник.

Примечание:

Стационарные медносульфатные электроды длительного действия типа ЭНЕС и ЭСН-МС состоят из пластмассового корпуса 1, заполненного в заводских условиях электролитом 2, не замерзающим при температуре окружающей среды до минус 40° С, медного стержня 3, ионообменной мембраны 4 (одной или двух) с защитной сеткой 5, предохранительной трубки 6 с проводниками 7 от медного стержня 3 и наконечников 9. Электроды оснащены датчиком потенциала 8, представляющим собой пластину из Ст.3 размером 25x25 мм, вмонтированную в пластмассовое гнездо, закрепленное на корпусе электрода.

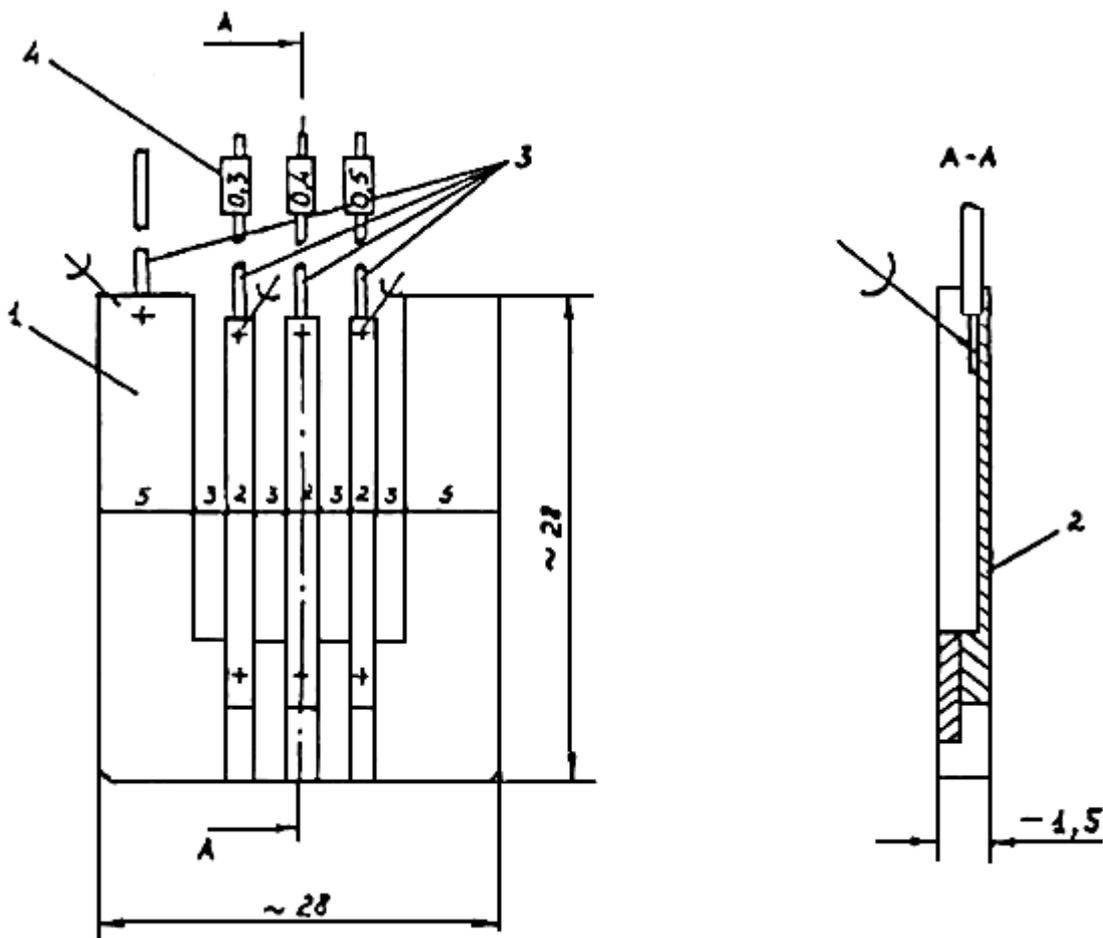


Рисунок № 14. Блок индикаторов (без корпуса)

1 – контрольная пластина; 2 – пластина-индикатор; 3 – контрольные проводники; 4 – указатель толщины пластины-индикатора.

Примечание:

Пластины-индикаторы 2 с помощью пайки или контактной сварки укреплены на контрольной пластине 1. К свободным концам пластин-индикаторов и контрольной пластине присоединены изолированные проводники 3. БПИ вмонтирован в

пластмассовый корпус таким образом, что внутренние поверхности пластин изолированы от внешней среды.

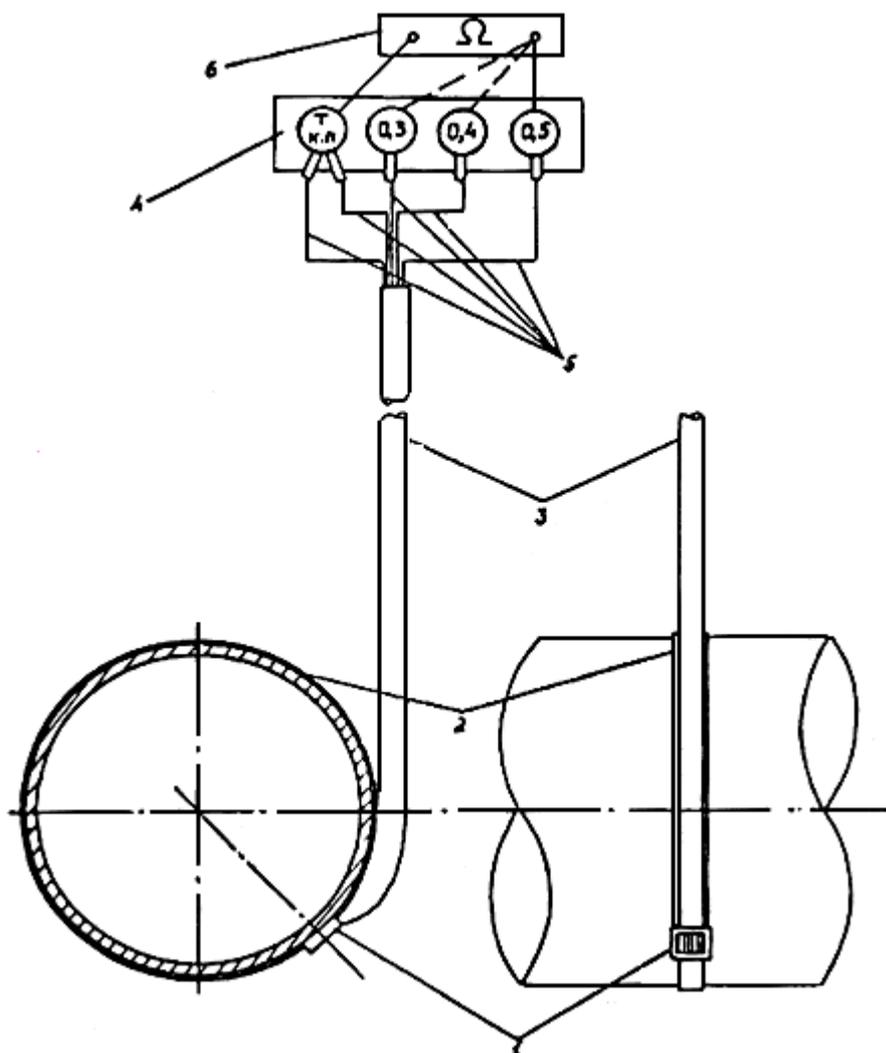


Рисунок № 15 Схема контроля электропроводимости индикаторов при установке блока индикаторов на поверхности трубопровода

- 1 – блок индикаторов; 2 – крепежный хомут; 3 – защитная трубка; 4 – клеммник;
5 – контрольные проводники от трубопровода, контрольной пластины блока индикаторов, пластин-индикаторов; 6 – омметр.

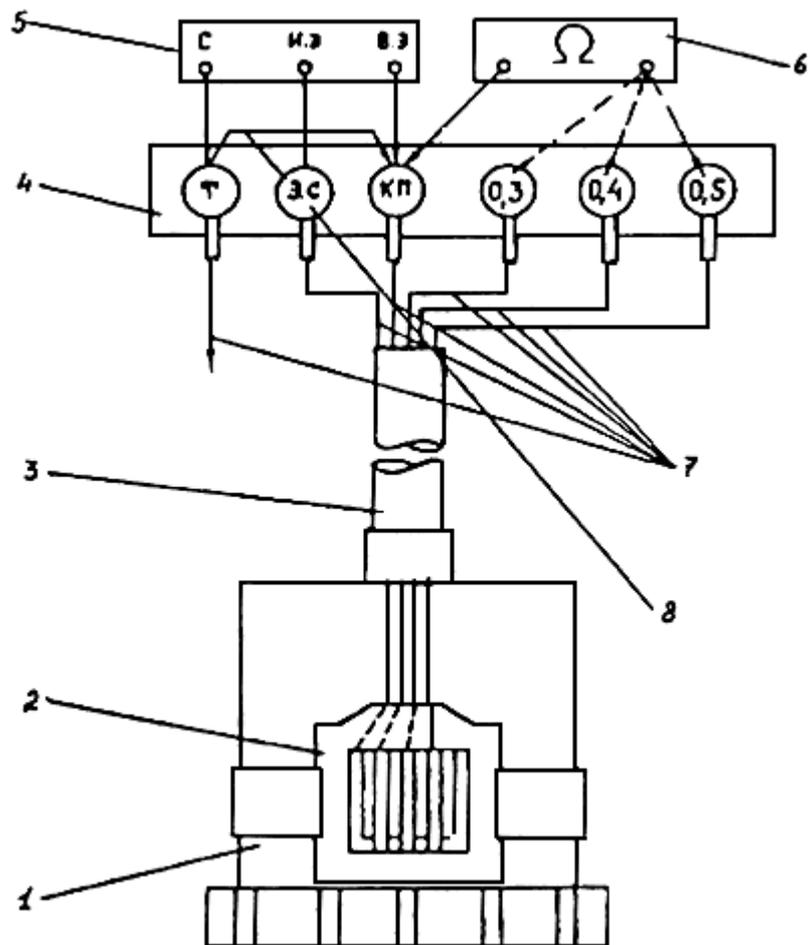


Рисунок № 16 Схема контроля электропроводности индикаторов и измерения поляризационного потенциала трубопровода при установке блока индикаторов на стационарном электроде сравнения

1 – стационарный медносульфатный электрод сравнения; 2 – блок индикаторов (датчик потенциала) с толщиной пластин 0,3; 0,4; 0,5 мм; 3 – защитная трубка; 4 – клеммник в контрольно-измерительном пункте; 5 – прибор типа 43313.1; 6 – омметр; 7 – контрольные проводники от трубопровода, электрода сравнения, контрольной пластины, блока индикаторов, пластин-индикаторов; 8 – электроперемычка.

Примечание:

При использовании прибора типа ПКИ-02 проводник от трубопровода присоединяют к соответствующей клемме (зажиму) прибора

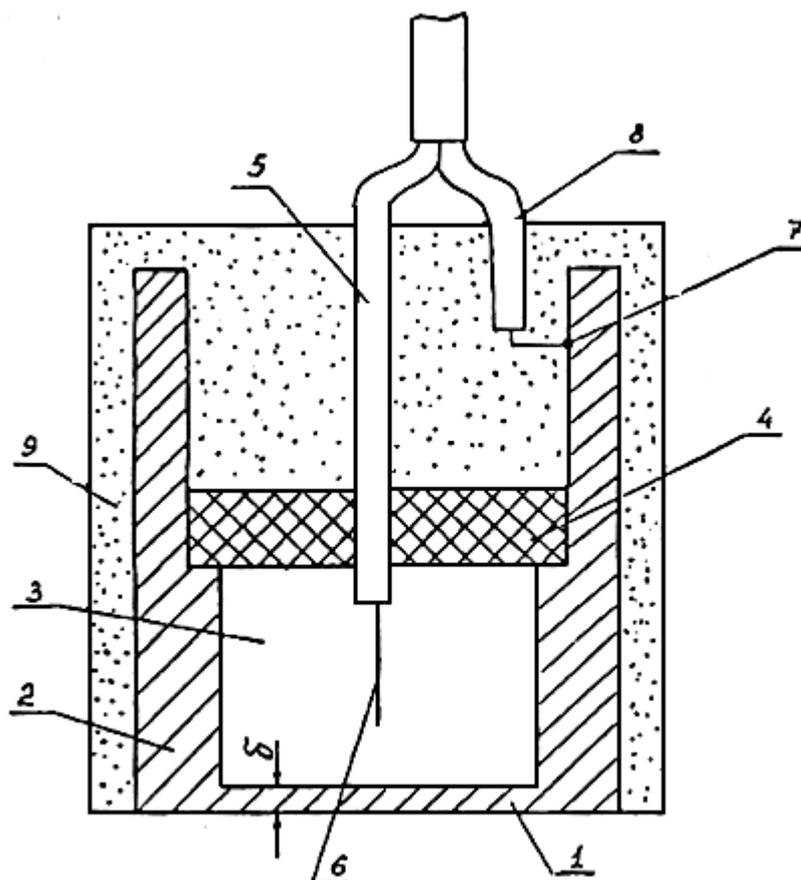


Рисунок № 17. Схема одной из конструкций индикатора локальной коррозии (ИЛК)
 1 – рабочая стенка корпуса; 2 – стальной корпус; 3 – полость корпуса, заполненная
 непроводящим капиллярно-пористым материалом; 4 – непроводящая заглушка;
 5 – соединительный провод к внутреннему электроду 6; 7 – место припайки проводника
 8 к корпусу 2; 9 – герметик

Примечание:

Нижняя стенка («дно») 1 стального корпуса 2 толщиной δ является рабочей, площадь ее рабочей поверхности равна $6,15 \text{ см}^2$. Полость 3 корпуса 2, заполненная тщательно промытым и высушенным речным песком, сверху перекрывается вставленной в корпус на плотной посадке эбонитовой заглушкой 4, через центр которой пропущен один из двух изолированных медных проводников 5 провода ПСВ-2. Нижняя часть проводника 5, освобожденная от изоляции, образует внутренний электрод 6. К внутренней поверхности верхней части корпуса над заглушкой в месте 7 припаян второй проводник 8 провода ПСВ-2. Пространство над заглушкой и внешние боковые стенки корпуса 2 залиты (в специальной форме) твердеющим герметиком, который исключает проникновение грунтовой влаги в полость 3 ИЛК иначе, чем через сквозную коррозионную перфорацию дна 1 корпуса 2.

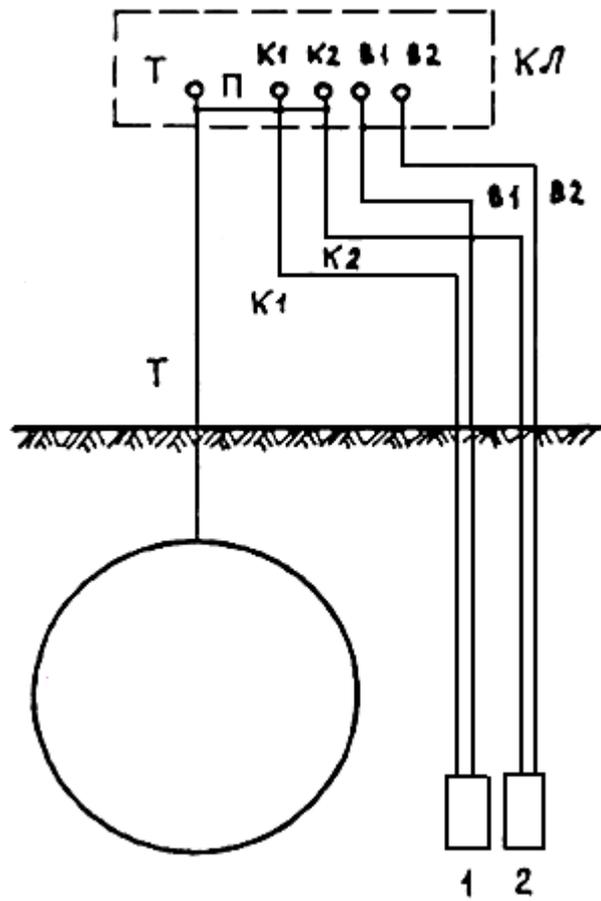
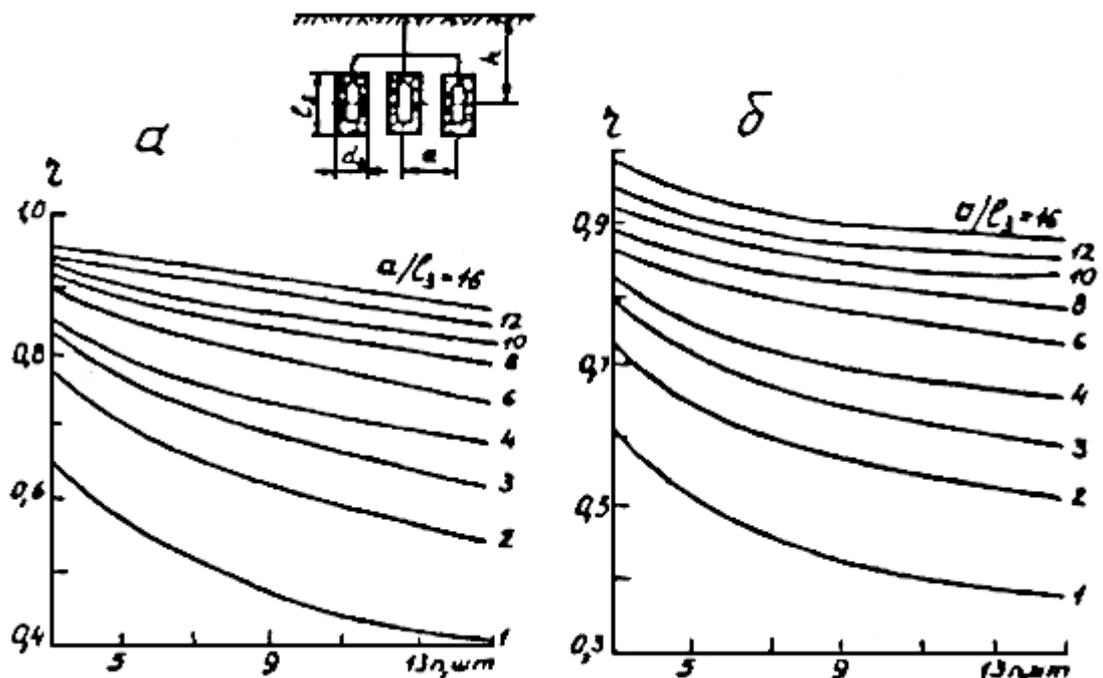


Рисунок № 18. Схема установки и подключения индикаторов локальной коррозии при контроле опасности локальной коррозии трубопровода, оборудованного средствами ЭХЗ

КЛ – клеммник; 1 – ИЛК-1; 2 – ИЛК-2; K1 и K2 – соединительные проводники от корпусов ИЛК с соответствующими номерами и клеммы для подключения данных проводников; B1 и B2 – соединительные проводники от внутренних электродов ИЛК-1 и ИЛК-2 и клеммы подключения данных проводников; T – соединительный проводник от трубы и клемма его подключения; П – перемычка.



10 U _{изм.}						
----------------------	--	--	--	--	--	--

$\Delta U = U_{изм.} - U_{ст.}, В$		Оценка опасности коррозии
при U _{изм.} наиболее отрицательном	при U _{изм.} наиболее положительном	
1	2	3

Приложение № 13
к Инструкции по защите подземных
трубопроводов от коррозии
(рекомендуемое)

Протокол измерений смещения потенциала трубопровода при определении опасного
влияния переменного тока

Город _____
Вид подземного сооружения и пункта измерения _____

Дата «__» _____ 20__ год

Время измерения: начало _____, конец _____

Тип и номер прибора _____

Измеренное значение стационарного потенциала вспомогательного электрода (ВЭ)
относительно м.с.э. _____

Данные измерений, мВ

t, мин/с	0	10	20	30	40	50
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						

Камеральная обработка измерений

Число измерений	Сумма мгновенных значений	Средняя величина	Среднее значение смещения
1	2	3	4

Оценка опасности коррозии под действием переменного тока _____
(опасно, неопасно)

Измерил _____

Проверил _____

Обработал _____

к Инструкции по защите подземных
трубопроводов от коррозии
(информационное)

Протокол измерений плотности переменного тока при определении опасного влияния
переменного тока

Город _____

Вид подземного сооружения и пункта измерения _____

Дата «__» _____ 20__ год

Время измерения: начало _____, конец _____

Тип и номер прибора _____

Данные измерений мгновенной силы переменного тока, мА

t, мин/с	0	10	20	30	40	50
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						

Камеральная обработка измерений

Число измерений	Сумма мгновенных значений силы переменного тока, J, мА	Среднее значение силы переменного тока, J, мА	Среднее значение плотности переменного тока, j, мА/см ²
1	2	3	4

Оценка опасности коррозии под действием переменного тока _____

(опасно, неопасно)

Измерил _____

Проверил _____

Обработал _____

Приложение № 15
к Инструкции по защите подземных
трубопроводов от коррозии (справочное)

Основные параметры стационарных медносульфатных электродов длительного действия

1. Основные параметры и размеры электродов ЭНЕС и ЭСН-МС следующие:

- а) переходное электрическое сопротивление электрода – в пределах $0,2 \div 15$ кОм;
- б) потенциал по отношению к хлоридсеребряному электроду – 120 ± 30 мВ;
- в) диаметр корпуса внутренний – не более 83 мм
- г) количество электролита в корпусе – $290 \div 300$ см³;

- д) длина проводников – 2000÷3000 мм;
- е) масса электрода полная – не более 0,65 кг.
- 2. Состав незамерзающего электролита для заполнения электродов ЭНЕС и ЭСН-МС:
 - а) вода дистиллированная, 200±3 см³ (ГОСТ 6709-72)
 - б) сухой порошок сернокислой меди (хч или чда) (ГОСТ 4165-78):
 - 1) растворимый в воде, 65±1,5 г;
 - 2) добавляемый к раствору, 30±1,5 г;
 - в) этиленгликоль первого или высшего сорта, 100,0±1,5 см³ (ГОСТ 19710-83)

Приложение № 16
к Инструкции по защите подземных
трубопроводов от коррозии (справочное)

ИНДИКАТОРЫ ОБЩЕЙ И ЛОКАЛЬНОЙ КОРРОЗИИ

1. Индикатор общей коррозии

1. Дополнительная оценка возможности общей коррозии при ЭХЗ может производиться с помощью БПИ.

2. Сущность метода заключается в том, что с помощью набора пластин-индикаторов, имеющих разные толщины, дополнительно оценивается общая коррозия и порядок ее средней скорости при ЭХЗ трубопровода в месте установки БПИ по времени от момента его установки до потери продольной электропроводимости пластин в результате коррозии.

3. БПИ изображенный на рисунке № 14 Приложения № 7 к настоящей Инструкции состоит из трех пластин, изготовленных из стали Ст.3 толщиной 0,3; 0,4; и 0,5 мм, рабочей длиной около 20 мм и шириной по 2 мм. Расстояние между пластинами 2 мм.

4. БПИ может быть установлен непосредственно на поверхности трубопровода в соответствии с рисунком № 15 Приложения № 7 к настоящей Инструкции, либо на корпусе стационарного медносульфатного электрода сравнения в соответствии с рисунком № 16 Приложения № 7 к настоящей Инструкции.

5. В обоих вариантах установки проводники от пластин БПИ, трубопровода и (во втором варианте установки) от электрода сравнения присоединяются к специальному клеммнику, располагаемому в горловине фальшколодца, в измерительной колонке, в металлическом корпусе на стене здания, в корпусе станции катодной защиты. Схема клеммника с присоединенными к нему контрольными проводниками приведена на рисунке № 15 Приложения № 7 к настоящей Инструкции и рисунке № 16 Приложения № 7 к настоящей Инструкции. Электроперемычка между контрольными проводниками от трубопровода (клемма «Т») и от контрольных пластин размыкается лишь на период измерений потенциала трубопровода.

6. Методика измерений на месте установки БПИ сводится к определению электросопротивления в цепях «индикаторы-трубопровод» с помощью омметра (например, мультиметра типа 43313.1) и не зависит от способа установки БПИ (на поверхности трубопровода или на корпусе электрода сравнения).

7. Порядок измерений с помощью мультиметра 43313.1.

Подключают измерительные провода к клеммам «КП» и «0,3».

Устанавливают переключатель мультиметра в положение, соответствующее измерению сопротивления в диапазоне 0 – 200 Ом.

Подключают измерительные провода к гнездам мультиметра для измерений электросопротивления VΩ/C и */ИЭ.

Включают мультиметр нажатием кнопки 1/0. При этом на ЦОУ (цифровом отсчетном устройстве) должна появиться индикация.

Значение сопротивления менее и более 10 Ом свидетельствует о том, что пластина толщиной 0,3 мм соответственно не разрушена и разрушена. Если пластина толщиной 0,3 мм разрушена, аналогичные измерения проводят на пластинах толщиной 0,4 и 0,5 мм. Если разрушена и пластина толщиной 0,4 мм, измерения продолжают на пластине толщиной 0,5 мм.

8. Измерения начинают в день установки БПИ.

На трубопроводах без ЭХЗ измерения проводят 1 раз в 6 месяцев до срабатывания первой пластины и далее с периодичностью 1 раз в 2 месяца.

Измерения проводят не реже 1 раза в 6 месяцев после включения ЭХЗ.

9. Оценку порядка величины скорости общей коррозии (К) после фиксации коррозионного разрушения пластины-индикатора производят по формуле:

$$K \approx 365 \cdot \delta / \tau, \text{ мм/год, где:}$$

а) δ – толщина пластины, мм;

б) τ – число суток от момента установки блока индикаторов до первой фиксации разрушения индикатора, сутки.

Примечание:

При срабатывании более одной пластины в расчет К принимается толщина δ пластины, имеющей большую толщину.

10. При срабатывании всех пластин-индикаторов целесообразно произвести шурфование в пункте установки БПИ для обследования состояния поверхности трубопровода, выяснения причин коррозионных разрушений и разработки противокоррозионных мероприятий.

2. Индикатор локальной коррозии

11. Дополнительная оценка возможности локальной коррозии стального трубопровода при ЭХЗ может производиться с помощью ИЛК.

12. Сущность метода заключается в том, что одна из стенок полого стального корпуса ИЛК имеет заданную меньшую толщину, а в полость корпуса, заполненную сухим непроводящим капиллярно-пористым материалом, введен изолированный от корпуса металлический электрод. При сквозной коррозионной перфорации тонкой стенки корпуса внутрь него за счет капиллярного подсоса проникает грунтовая влага. В результате между корпусом и внутренним электродом образуется электролитический контакт, который может быть обнаружен по снижению электрического сопротивления между корпусом и внутренним электродом или по разности потенциалов между ними.

13. Схема одной из конструкций ИЛК представлена на рисунке № 17 Приложения № 7 к настоящей Инструкции.

14. Для оценки локальной коррозии у трубы одновременно устанавливается 2 идентичных ИЛК, 1 и 2, с одинаковой толщиной рабочей стенки $\delta = 1,0$ мм. Выводы от трубы и от обоих ИЛК выводятся на клеммник в соответствии с рисунком № 18 Приложения № 7 к настоящей Инструкции. Вывод от трубы подсоединяется к клемме Т, выводы от корпусов индикатора 1 и 2 – к клеммам соответственно К1 и К2, выводы от внутренних электродов индикаторов 1 и 2 – к клеммам соответственно В1 и В2. Клеммы Т и К1, К2 соединяются переключателем П.

15. Контроль локальной коррозии сводится к измерению сначала разности потенциалов U и затем сопротивления R между корпусом и внутренним электродом ИЛК. Для измерений может использоваться мультиметр (например, 43313.1) с верхним пределом измерения сопротивления не менее 20 МОм и с входным сопротивлением при измерении напряжения не менее 10 МОм. При использовании мультиметра 43313.1 измерения производятся при подключении корпуса ИЛК к разъему Ж/ИЭ, внутреннего электрода – к разъему $V\Omega/C$, причем R измеряется на шкале 20 М, а U на шкале «К» напряжения постоянного тока.

16. Признаком опасности локальной коррозии служит «срабатывание» проверяемых ИЛК – измерение хотя бы на одном из них конечных значений $R < 10 \text{ МОм}$ и (или) устойчивых отрицательных значений U , как правило, в пределах $-20 \text{ мВ} \dots -2 \text{ В}$.

17. При установлении возможной опасности локальной коррозии индикаторы отсоединяются от клеммников, извлекаются из грунта, и рабочая поверхность каждого тщательно осматривается. При обнаружении на рабочей поверхности ИЛК хотя бы одной сквозной коррозионной язвы опасность локальной коррозии считается подтвержденной, и разрабатываются необходимые меры по защите от коррозии.

Приложение № 17
к Инструкции по защите подземных
трубопроводов от коррозии
(информационное)

Методика расчета совместной катодной защиты проектируемых газо- и водопроводов и
катодной защиты проектируемой сети газопроводов

1. Основным расчетным параметром является средняя плотность защитного тока $j_{\text{ср}}$ – отношение силы тока катодной станции J к суммарной наружной поверхности трубопроводов, защищаемых данной станцией.

2. Если проектируемые трубопроводы будут иметь соединения с действующими сооружениями, оборудованными установками ЭХЗ, необходимо расчетным путем проверить возможность защиты проектируемых трубопроводов действующими установками ЭХЗ.

3. Исходными данными для расчета катодной защиты проектируемых трубопроводов являются их параметры и среднее удельное сопротивление грунта на территории вдоль трасс проектируемых трубопроводов.

4. Площадь поверхности $S_{\text{г}}$ (м^2) всех газопроводов, которые электрически контактируют между собой за счет технологических соединений или специальных перемычек, определяют по формуле:

$$S_{\text{г}} = \pi \sum_{i=1}^n d_{i\text{г}} I_{i\text{г}} \cdot 10^{-3}, \quad (1)$$

где: $d_{i\text{г}}$ – диаметр (мм);

$I_{i\text{г}}$ – длина (м) участка газопровода, имеющего диаметр $d_{i\text{г}}$;

n – общее число соответствующих участков газопровода.

5. Площадь поверхности всех водопроводов $S_{\text{в}}$ (м^2), которые электрически контактируют между собой за счет технологических соединений или специальных перемычек, определяют по формуле:

$$S_{\text{в}} = \pi \sum_{i=1}^m d_{i\text{в}} I_{i\text{в}} \cdot 10^{-3}, \quad (2)$$

где: $d_{i\text{в}}$ – диаметр (мм);

$I_{i\text{в}}$ – длина (м) участка водопровода, имеющего диаметр $d_{i\text{в}}$;

m – общее число соответствующих участков водопровода.

Суммарная площадь поверхности S (м^2) всех электрически связанных газопроводов и водопроводов равна:

$$S = S_{\text{г}} + S_{\text{в}}, \quad (3)$$

6. Среднее удельное сопротивление грунта ρ ($\text{Ом} \cdot \text{м}$) вдоль трасс проектируемых трубопроводов определяется по формуле:

$$\rho = \left(\sum_{i=1}^n \rho_{i\text{г}} I_{i\text{г}} + \sum_{i=1}^m \rho_{i\text{в}} I_{i\text{в}} \right) / (L_{\text{г}} + L_{\text{в}}), \quad (4)$$

где: $\rho_{iГ}$ и $\rho_{iВ}$ – средние удельные сопротивления грунта (Ом·м) вдоль длины соответственно $I_{iГ}$ – каждого i -го участка газопровода и $I_{iВ}$ – каждого i -го участка водопровода;

$L_{Г}$ и $L_{В}$ – суммарные длины газопроводов и водопроводов на данной территории.

7. Вычисляется доля (%) площади поверхности газопроводов $a_{Г}$ и водопроводов $a_{В}$ в суммарной площади их поверхностей:

$$a_{Г} = (S_{Г}/S) \cdot 100 \quad (5)$$

$$a_{В} = (S_{В}/S) \cdot 100 \quad (6)$$

8. Вычисляется площадь поверхности ($m^2/га$) газопроводов $b_{Г}$ и водопроводов $b_{В}$, приходящаяся на единицу площади территории $S_{тер}$ (га), где размещены проектируемые трубопроводы:

$$b_{Г} = (S_{Г}/S_{тер}) \quad (7)$$

$$b_{В} = (S_{В}/S_{тер}) \quad (8)$$

9. Средняя плотность защитного тока для всех трубопроводов j (мА/м²) вычисляется по формуле:

$$j = 30 - 10 \cdot 3 (100 + 3,0 b_{В} + 34b_{Г} + 5\rho) \quad (9)$$

10. При отсутствии водопроводов средняя защитная плотность тока газопроводов вычисляется по формуле:

$$j_{Г} = 20 + 10 \cdot 3 (100 - 34b_{Г} + 5\rho) \quad (10)$$

11. Если расчетное значение j или $j_{Г}$ меньше 6 мА/м², принимается $j = 6$ мА/м².

12. Суммарная сила тока (А), необходимого для катодной защиты проектируемых газо- и водопроводов, определяется по формуле:

$$J = 1,3 \cdot 10^{-3} jS, \quad (11)$$

а для защиты только сети газопроводов – по формуле:

$$J_{Г} = 1,3 \cdot 10^{-3} j_{Г}S_{Г}, \quad (12)$$

13. Число катодных станций определяют из условий оптимального размещения анодных заземлителей (наличие площадок, удобных для их размещения), наличия источников питания и так далее. При этом значение тока одной катодной станции можно ориентировочно принять равным 25 А. Поэтому число катодных станций приблизительно равно $n = J/25$, где $J = J$ или $J_{Г}$.

14. После размещения катодных станций на совмещенном плане необходимо рассчитать зону действия каждой из них. Для этой цели определяют радиус действия R_i (м) каждой катодной станции

$$R_i = 60\sqrt{J / jK}, \quad (13)$$

где: j – катодная плотность тока (А/м²), определенная по формуле (9) или (10) настоящего Приложения,

K (м²/га) – площадь поверхности всех трубопроводов на единицу площади поверхности территории:

$$K = S (m^2) / S_{тер} (га) \quad (14)$$

15. Если площади кругов, радиусы действия каждого из которых равны R_i , а центры находятся в точках размещения анодных заземлителей, не охватывают всей территории $S_{тер}$, необходимо изменить или места расположения катодных станций, или их токи и вновь выполнить проверку по пункту 14 настоящего Приложения.

16. Тип преобразователя катодной станции выбирается так, чтобы допустимое напряжение было на 30% выше расчетного с учетом старения изоляционных покрытий и анодных заземлителей, а также возможного развития сети трубопроводов.

Пример расчета совместной катодной защиты сети газопроводов и водопроводов

1. Пусть на территории площадью 10 га после завершения строительства будут размещены газопроводы (ГП) и водопроводы (ВП) диаметрами и длинами соответственно $d_{iГ}$, $I_{iГ}$ и $d_{iВ}$, $I_{iВ}$ по таблице № 1:

Таблица № 1

ГП		ВП	
$d_{гг}, \text{мм}$	$l_{гг}, \text{м}$	$d_{вв}, \text{мм}$	$l_{вв}, \text{м}$
200	750	200	450
150	640	100	520
100	400	300	80
89	150	150	170

2. Определяем по формуле (1) настоящего Приложения суммарную поверхность всех газопроводов:

$$S_{гг} = 3,14 \cdot 10^{-3} (200 \cdot 750 + 150 \cdot 640 + 100 \cdot 400 + 89 \cdot 150) = 940 \text{ м}^2,$$

по формуле (2) настоящего Приложения – суммарную поверхность всех водопроводов:

$$S_{вв} = 3,14 \cdot 10^{-3} (200 \cdot 450 + 100 \cdot 520 + 300 \cdot 80 + 150 \cdot 170) = 601 \text{ м}^2.$$

3. Суммарная поверхность всех трубопроводов:

$$S = S_{гг} + S_{вв} = 940 + 601 = 1541 \text{ м}^2$$

4. Определим среднее удельное сопротивление грунта у трубопроводов, исходя из опытных данных таблицы № 2, где представлены результаты измерений $\rho_{гг}$ и $\rho_{вв}$ вдоль каждого из участков трубопроводов, где эти величины можно считать постоянными (эти участки не обязательно совпадают с участками по таблице № 1).

Таблица № 2

ГП		ВП	
$l_{гг}, \text{м}$	$\rho_{гг}, \text{Ом} \cdot \text{м}$	$l_{вв}, \text{м}$	$\rho_{вв}, \text{Ом} \cdot \text{м}$
400	60	350	60
40	10	30	10
450	70	500	75
210	35	300	50
400	50	40	45
440	40		

5. Суммарная длина газопроводов (по любой из таблиц № 1 или № 2)

$$L_{гг} = \sum_i^n l_{гг} = 750 + 640 + 400 + 150 = 1940 \text{ м}$$

6. Суммарная длина водопроводов

$$L_{вв} = \sum_i^m l_{вв} = 450 + 520 + 80 + 170 = 1220 \text{ м}$$

7. По формуле (4) настоящего Приложения определяем среднее удельное сопротивление грунта у трубопроводов, используя данные таблицы № 2.

$$\rho = [1/(1940 + 1220)] \cdot [(60 \cdot 400 + 10 \cdot 40 + 70 \cdot 450 + 35 \cdot 210 + 50 \cdot 400 + 40 \cdot 440) + (60 \cdot 350 + 10 \cdot 30 + 75 \cdot 500 + 50 \cdot 300 + 45 \cdot 40)] = 56 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

8. По формулам (5) и (6) настоящего Приложения вычисляем доли площади поверхности газопроводов и водопроводов в суммарной поверхности трубопроводов:

$$a_{гг} = (940/1541) 100 = 61 \%$$

$$a_{вв} = (601/1541) 100 = 39 \%$$

9. Вычисляем коэффициенты $b_{гг}$ и $b_{вв}$ по формулам (7) и (8) настоящего Приложения:

$$b_{гг} = 940 / 10 = 94 \text{ м}^2/\text{га}$$

$$b_{вв} = 601 / 10 = 60,1 \text{ м}^2/\text{га}$$

10. По формуле (9) настоящего Приложения вычисляем среднюю плотность защитного тока для всех трубопроводов:

$$j = 30 - 10 \cdot 3 \cdot (100 \cdot 39 + 3,0 \cdot 60,1 + 34 \cdot 94 + 5 \cdot 56) = 22,6 \text{ mA}/\text{м}^2$$

11. По формуле (11) настоящего Приложения вычисляем суммарную силу защитного тока

$$J = 1,3 \cdot 10^{-3} \cdot 22,6 \cdot 1541 = 45,3 \text{ А}$$

12. С учетом пункта 13 используемой «Методики» принимаем ток катодной станции 25 А и число катодных станций равным 2.

12. Вычисляем коэффициент К по формуле (14) настоящего Приложения:

$K = (1541/10) = 154,1 \text{ м}^2/\text{га}$ и по формуле (13) настоящего Приложения радиус действия каждой катодной станции

$$R_1 = R_2 = 60 \sqrt{25 / 22,6 \cdot 10^{-3} \cdot 154,1} = 161 \text{ м}$$

По совмещенному плану круги с центрами в местах расположения анодных заземлений и радиусами по 161 м охватывают всю территорию размещения проектируемых трубопроводов (при этом каждая станция охватывает по 8,14 га из 10 га). Следовательно, изменять число катодных станций и их расположение не нужно.

Приложение № 18
к Инструкции по защите подземных
трубопроводов от коррозии
(информационное)

Методика расчета защиты гальваническими анодами (протекторами)

1. Исходными данными для проектирования ГЗ – защиты гальваническими анодами (протекторами) – являются:

- а) геометрические и электрохимические характеристики гальванического анода;
- б) удельное электрическое сопротивление грунта в месте установки анода у трубопровода;
- в) диаметр и при необходимости переходное сопротивление трубопровода.

2. Расчет ГЗ сводится к определению:

- а) силы тока в цепи гальванический анод – труба;
- б) срока службы анода;
- в) необходимого числа анодов для защиты участка трубопровода.

3. Сила тока J (А) в цепи одиночный гальванический анод (ГА) – трубопровод в общем случае равна:

$$J_1 = [E_T(J) - E_{га}(J)] / R = [\Delta E(J)] / R$$

где $E_T(J)$ и $E_{га}(J)$ – электродные потенциалы трубы и ГА при силе тока J , R (Ом) – омическое сопротивление в цепи ГА – труба.

Величины $E_{га}$ и особенно E_T представляют собой сравнительно сложные функции силы тока J . Поэтому при проектировании ГЗ чаще всего упрощенно принимают $\Delta E(J) \approx 0,6 \text{ В}$. При этом

$$J_1 \approx 0,6 / R \tag{1}$$

4. Омическое сопротивление R представляет собой сумму сопротивлений растеканию тока ГА R_a , проводника, соединяющего ГА с трубой $R_{сп}$, и входного сопротивления трубопровода R_T :

$$R = R_a + R_{сп} + R_T \tag{2}$$

Принимается, что поляризационные сопротивления ГА и трубы не зависят от тока и входят в значения R_a и R_T соответственно.

5. Входное сопротивление трубопровода равно

$$R_m (\text{Ом}) = 0,5 \sqrt{R_{прод} \cdot R_{пер}}, \tag{3}$$

где $R_{прод}$ – продольное сопротивление металла трубы на единицу ее длины; $R_{пер}$ – переходное сопротивление труба-земля. $R_{прод}$ при известных удельном сопротивлении

металла трубы, ρ_m м (Ом·м), ее диаметра D (м) и толщине стенки δ (мм) вычисляется легко:

$$R_{\text{прод}} (\text{Ом} \cdot \text{м}) = \rho_m \text{ м} / [\pi \cdot (10^3 D - \delta) \cdot \delta] \quad (4)$$

Значение $R_{\text{пер}}$ вычислить сложнее:

$$R_{\text{пер}} (\text{Ом} \cdot \text{м}) = R_{\text{из}} + (\rho_z / \pi) \ln \left(1,12 / \sqrt{R_{\text{прод}} D h_T / R_{\text{пер}}} \right), \quad (5)$$

Здесь $R_{\text{из}}$ (Ом·м) – сопротивление изоляции на единицу длины трубы, ρ_r (Ом·м) – удельное сопротивление грунта, h_T – расстояние от поверхности земли до оси трубы. Значение $R_{\text{из}}$ убывает во времени t , $R_{\text{из}} = R_{\text{из}}(t)$, поэтому в формуле (5) настоящего Приложения $R_{\text{из}}$ при расчете ГЗ следует в зависимости от задачи относить к моменту начала или конца эксплуатации ГА. Если известно или принято удельное поверхностное сопротивление изоляции $R'_{\text{из}}$ (Ом·м²), то $R_{\text{из}}$ вычисляется по формуле:

$$R_{\text{из}} = R'_{\text{из}} / \pi \cdot D, \quad (6)$$

6. Сопротивление соединительного провода равно

$$R_{\text{сп}} (\text{Ом}) = \rho_{\text{сп}} l_{\text{сп}} / S, \quad (7)$$

где $\rho_{\text{сп}}$ – удельное сопротивление металла провода (для меди и алюминия соответственно 0,0175 и 0,028 Ом·мм² / м), $l_{\text{сп}}$ (м) – длина, S (мм²) – сечение соединительного проводника.

7. Обычно основной вклад в величину R вносит сопротивление растеканию тока анода R_a , и чаще всего вместо формулы (2) настоящего Приложения используют упрощенную формулу:

$$R \approx R_a \quad (8)$$

8. Значение R_a зависит от расположения анода в грунте, длины анода l_a (м); его диаметра d_a (м); удельного сопротивления грунта ρ_r ; отсутствия или наличия засыпки – активатора: специальной смеси для снижения и стабилизации сопротивления растеканию тока и предотвращения пассивации ГА.

При наличии засыпки в расчет вводятся ее удельное сопротивление ρ_z (Ом·м); высота l_3 (м) и диаметр d_3 (м) столба засыпки.

9. Для вертикального анода без засыпки сопротивление растеканию тока равно:

$$R_a = (\rho_r / 2\pi l_a) \{ \ln(2l_a / d_a) + 0,5 \cdot \ln[(4h + l_a) / (4h - l_a)] \}, \quad (9)$$

где h (м) – расстояние от поверхности земли до середины анода.

10. Для вертикального ГА с засыпкой (комплектного анода)

$$R_{a3} = (\rho_r / 2\pi l_3) \{ \ln(2l_3 / d_3) + 0,5 \cdot \ln[(4h + l_3) / (4h - l_3)] + [(\rho_z / \rho_r) \cdot \ln(d_a / d_3)] \}, \quad (10)$$

11. Для горизонтального ГА без засыпки

$$R_a = (\rho_z / 2\pi l_a) \left\{ \ln(2l_a / d_a) + \ln \left[\left(l_a^2 + \sqrt{l_a^2 + 16h^2} \right) / 4h \right] \right\} \quad (11)$$

12. Для горизонтального ГА с засыпкой (комплектного анода)

$$R_{a3} = (\rho_z / 2\pi l_3) \left\{ \ln(2l_3 / d_3) + \ln \left[\left(l_3^2 + \sqrt{l_3^2 + 16h^2} \right) / 4h \right] + [(\rho_z / \rho_r) \cdot \ln(d_a / d_3)] \right\} \quad (12)$$

Формулы (8) – (11) настоящего Приложения справедливы при условии $l_a > d_a$, $l_3 > d_3$. Формулы (9) и (10) настоящего Приложения справедливы при условии соответственно $l_a < 4h$, $l_3 < 4h$.

13. Значения R_a для выпускаемых магниевых протекторов типа ПМ-У при $h \leq 2,5$ м могут быть рассчитаны по эмпирической формуле

$$R_{a3} = A \rho_r + B, \quad (13)$$

где A и B – численные коэффициенты, принимающие следующие значения в зависимости от типа анода:

а) для анода типа ПМ 5У: $A = 0,57 \text{ м}^{-1}$, $B = 0,24 \text{ Ом}$;

б) для анода типа ПМ 10У: $A = 0,47 \text{ м}^{-1}$, $B = 0,18 \text{ Ом}$;

в) для анода типа ПМ 20У: $A = 0,41 \text{ м}^{-1}$, $B = 0,15$.

14. Срок службы одиночного ГА, Т (годы), вычисляют по формуле

$$T = G q \eta_n \eta_{и} / (J_{ср} \cdot 8760), \quad (14)$$

где G – масса ГА (кг); q – теоретическая токоотдача материала анода, А.ч/кг (для магниевых анодов 2330 А.ч/кг); η_n – к.п.д. анода (обычно принимают $\eta_n = 0,6$ или по технической документации на анод); $\eta_{и}$ – коэффициент использования материала анода (обычно принимают $\eta_{и} = 0,90$); $J_{ср}$ (А) – средняя сила тока в цепи анод-труба за период эксплуатации анода Т.

15. Количество одиночных анодов, необходимое для защиты сети трубопроводов, вычисляется из суммарного катодного тока J_c (А), требуемого для защиты сети. Значение J_c для построенных трубопроводов может быть найдено из данных опытного включения передвижных катодных станций, а для проектируемых трубопроводов – из необходимой плотности защитного тока (определенной, в частности, по методике, указанной в Приложении № 17 настоящей Инструкции) и суммарной площади поверхности трубопроводов. С учетом этого необходимое количество идентичных одиночных анодов N равно:

$$N = J_c / J_1, \quad (15)$$

где J_1 определяется формулой (1) настоящего Приложения, а значение R в формуле (1) – формулой (2) или (8) настоящего Приложения.

16. В целях эффективного использования и удобства контроля ГА при эксплуатации часто размещают группами. Количество групп, их местоположение и число анодов в каждой группе определяются при проектировании в зависимости от условий расстановки.

17. Общее число анодов в группе, необходимое для защиты данного участка трубопровода, определяется по формуле:

$$n_{гр} = J_3 / J_1 \eta_{ср}, \quad (16)$$

где J_3 – сила тока, необходимая для защиты участка;

$\eta_{ср}$ – средний коэффициент использования анода.

Значение $\eta_{ср}$ может приниматься равным 0,85 при расстояниях между соседними анодами 2 – 5 м.

После размещения групп ГА на плане подземных сооружений вычисляется ожидаемая сила тока $J_{ож}$ в каждой группе:

$$J_{ож} = n_{гр} \cdot J_1 \cdot \eta, \quad (17)$$

где η – коэффициент использования ГА. Значение η для ряда вертикальных комплектных анодов может быть найдено по диаграмме, приведенной на рисунке № 19 Приложения № 7 настоящей Инструкции, в зависимости от числа анодов в группе $n_{гр}$ и отношения a/l_3 межанодного расстояния a (м) в группе к длине комплектного анода l_3 (м).

18. В случае применения ГЗ для защиты от опасного влияния блуждающих токов (пункт 249 настоящей Инструкции) необходимый ток ГЗ определяют на построенном трубопроводе (путем опытного включения катодной станции или ГА) как величину, обеспечивающую полное подавление положительного смещения суммарного потенциала от стационарного.

Пример расчета гальванической защиты

Пусть требуется рассчитать систему ГЗ для защиты двух почти параллельных новых построенных отводов от действующей газопроводной сети, электрически отсеченных от нее и от вводов в доме изолирующими фланцами. Диаметр каждого отвода $D = 0,057$ м, толщина стенки $\delta = 3,5$ мм, длина 30 м, глубина прокладки $h_T = 1,5$ м. Расстояние между отводами 20 м, удельное сопротивление грунта $\rho_T = 10$ Ом·м. Необходимый суммарный начальный ток защиты обоих отводов, определенный по данным опытного включения передвижной катодной станции, равен $J_n = 0,2$ А.

Для устройства ГЗ доступны типовые комплектные M_g – аноды ПМ-10У длиной $l_3 = 0,7$ м, диаметрами засыпки (активатора) $d_3 = 0,2$ м и стержня $d_a = 0,13$ м, массой $G = 30$ кг.

Удельное сопротивление засыпки $\rho_3 = 2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, необходимый срок эксплуатации T не менее 10 лет. Глубина установки анода $h = 1,85 \text{ м}$.

Для иллюстрации сравним значения R в формуле (1) настоящего Приложения, вычисляемые по формулам (13) и (2) настоящего Приложения.

По формуле (13) настоящего Приложения для ПМ-10У

$$R_{аз} = 0,47 \cdot 10 + 0,18 = 4,88 \text{ Ом.}$$

Для расчетов по формуле (2) необходимо вычислить все 3 слагаемых ее правой части.

Сопротивление растеканию тока вертикального анода вычисляем по формуле (10):

$$R_{аз} = [10/(6,28 \cdot 0,7)] \{ \ln[(2 \cdot 0,7)/0,2] + 0,5 \ln[(4 \cdot 1,85 + 0,7)/(4 \cdot 1,85 - 0,7)] + (2/10) \cdot \ln(0,13/0,2) \} = 4,45 \text{ Ом.}$$

Сопротивление соединительного медного провода длиной $l_{сн} = 10 \text{ м}$ (ГА размещен в середине между отводами) и сечением $S = 5 \text{ мм}^2$ вычисляем по формуле (7) настоящего Приложения:

$$R_{сн} = 0,0175 \cdot 10/5 = 0,035 \text{ Ом.}$$

Для вычисления переходного сопротивления трубопровода $R_{пер}$, входящего в формуле (5) настоящего Приложения, необходимо рассчитать продольное сопротивление трубы $R_{прод}$. Приняв по справочным данным удельное сопротивление трубной стали $\rho_m = 0,25 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м}$, по формуле (4) настоящего Приложения получаем:

$$R_{прод} = 0,25/3,14 \cdot (103 \cdot 0,057 - 3,5) \cdot 3,5 = 4,25 \cdot 10^{-4} \text{ Ом/м.}$$

Пусть начальное сопротивление изоляции $R'_{из}$, определенное из данных опытного включения катодной станции, равно $200 \text{ Ом}\cdot\text{м}^2$. Тогда сопротивление изоляции на единицу длины трубы по формуле (6) настоящего Приложения равно

$$R_{из} = 200 / (3,14 \cdot 0,057) = 1120 \text{ Ом}\cdot\text{м.}$$

Используя формулу (5) настоящего Приложения для начального переходного сопротивления труба/земля $R_{пер}$, получаем формулу:

$$R_{пер} = 1120 + (10/3,14) \cdot \ln \left(1,12 / \sqrt{4,25 \cdot 10^{-4} \cdot 0,057 \cdot 1,5 / R_{пер}} \right) = 1136,6 + 1,593 \cdot \ln R_{пер}$$

Решая это уравнение с помощью компьютерной программы или «ручным» методом последовательных приближений, получим $R_{пер} = 1147 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. По формуле (3) настоящего Приложения вычисляем начальное входное сопротивление каждого трубопровода:

$$R_m = 0,5 \sqrt{4,25 \cdot 10^{-4} \cdot 1,147} = 0,35 \text{ Ом.}$$

Таким образом, вычисляемое по формуле (2) настоящего Приложения сопротивление цепи ГА-труба равно (с учетом того, что соединительных проводов и трубопроводов по 2):

$$R = R_{аз} + 0,5 \cdot (R_{сн} + R_T) = 4,45 + 0,5 \cdot (0,035 + 0,35) = 4,64 \text{ Ом.}$$

Как видно, эта величина почти не отличается от вычисленной по простейшей формуле (13) настоящего Приложения для ПМ-10У (4,88 Ом). Видно также, что основной вклад в R вносит сопротивление растеканию тока ГА (96%).

Оценим необходимый защитный ток к концу планируемого периода эксплуатации ГЗ (T не менее 10 лет), исходя из падения во времени входного сопротивления трубопровода R_T по формуле:

$$(R_{mk} / R_{mn}) = e^{-\gamma T/2}, \quad (18)$$

где R_{tk} и R_{tn} – конечное и начальное входное сопротивление трубопровода;

γ – коэффициент старения изоляции.

Приняв $\gamma = 0,08$, из формулы (18) настоящего Приложения получим при $T = 10$ лет:

$$(R_{mk} / R_{mn}) = e^{-0,08 \cdot 10/2} = 0,67.$$

Поэтому можно принять, что необходимый защитный ток для обоих отводов через 10 лет эксплуатации ГЗ составит $1/0,67 = 1,5$ начального, то есть:

$$J_k = 1,5 \cdot J_n = 1,5 \cdot 0,20 = 0,3 \text{ А.}$$

На сопротивлении же цепи ГА-труба указанное снижение R_T практически не скажется.

Ток, генерируемый одним анодом (формула (1) настоящего Приложения), равен

$$J_1 = 0,6 / 4,88 = 0,123 \text{ А}$$

меньше требуемого для защиты обоих отводов ($J_n = 0,20$, $J_k = 0,3 \text{ А}$), поэтому необходимо устройство группы ГА. Используя формулу (16) настоящего Приложения при $\eta_{\text{ср}} = 0,85$, получим предварительное число анодов в группе:

$$n_{\text{гр}} = 0,3 / 0,123 \cdot 0,85 = 2,87.$$

Принимаем $n_{\text{гр}} = 3$. При расстоянии между анодами $a = 2 \text{ м}$ отношение $a/l_{\text{аз}} = 2/0,7 = 2,86 \approx 3$. По графику рисунок № 19 Приложения № 7 настоящей Инструкции при данном $a/l_{\text{аз}}$ и $n_{\text{гр}} = 3$ находим коэффициент использования анодов $\eta \approx 0,82$, мало отличающийся от предварительно принятого. Поэтому окончательно принимаем число ГА в грунте $n_{\text{гр}} = 3$, и максимальная сила тока ГЗ должна быть равна (формула (17) настоящего Приложения):

$$J = 3 \cdot 0,123 \cdot 0,82 = 0,303 \text{ А},$$

то есть практически совпадает с необходимой конечной (через 10 лет) силой тока ГЗ $J_k = 0,3 \text{ А}$. Для уменьшения этого тока до необходимой начальной величины $0,2 \text{ А}$ в цепь ГА-трубопроводы необходимо включить регулируемый резистор; после его полного вывода через 10 лет сила тока и станет равной $0,3 \text{ А}$.

Теперь можно оценить, будет ли приемлемой потеря массы ГА за 10 лет. Так как начальный и конечный токи защиты на 1 анод равны соответственно $0,2/3=0,067 \text{ А}$ и $0,3/3=0,1 \text{ А}$, то средний ток за 10 лет равен $J_{\text{ср}} = 0,067 + [(0,1 - 0,067) / 10] \cdot 5 = 0,084 \text{ А}$.

Потеря массы анода ΔG за 10 лет эксплуатации по формуле (14) настоящего Приложения равна:

$10 = (\Delta G \cdot 2330 \cdot 0,6 \cdot 0,9) / (8760 \cdot 0,084)$, отсюда $\Delta G = 5,85 \text{ кг}$. Таким образом масса анода уменьшится всего на 20%. Однако ввиду необходимости дальнейшего (после 10 лет) увеличения защитного тока в результате старения изоляции защита трубопроводов данной группой ГА уже не будет обеспечиваться, так как сила тока от нее не может превысить указанного максимального значения:

$$J_{\text{max}} = \Delta V / R_{\text{гр}} = 0,6 / [(4,88 / 3) \cdot (1 / 0,82)] \approx 0,3 \text{ А}.$$

Приложение № 19
к Инструкции по защите подземных
трубопроводов от коррозии
(информационное)

Расчет дренажной защиты

1. Расчет усиленной дренажной защиты в городских условиях сводится к вычислению тока дренажа, радиуса действия одного усиленного дренажа и сечения дренажного кабеля.

2. Средний ток дренажа $J_{\text{др}}$ может быть вычислен так же, как защитный ток при катодной защите – из расчетной защитной плотности тока j (формулы (11, 12) Приложения № 17 к настоящей Инструкции):

$$J_{\text{др}} = 1,3j \sum S. \quad (1)$$

3. Радиус действия дренажа R (м) вычисляется так же, как радиус действия катодной станции (формула (13) Приложения № 17 к настоящей Инструкции):

$$R = 60 \sqrt{J_{\text{др}} / jK}, \quad (2)$$

где K ($\text{м}^2/\text{га}$) – удельная плотность поверхности защищаемых трубопроводов на единицу площади территории их размещения.

4. Сопротивление дренажного кабеля $R_{\text{каб}}$ (Ом) вычисляется по формуле:

$$R_{\text{каб}} = (U_{\text{др}} / J_{\text{др}}) - 0,02, \quad (3)$$

где $U_{\text{др}}$ – номинальное напряжение на выходе дренажа (для выпускаемых усиленных дренажей $U_{\text{др}} = 6$ или 12 В).

5. Сечение дренажного кабеля равно:

$$S_{\text{каб}} (\text{мм}^2) = \rho_{\text{каб}} \cdot I_{\text{каб}} / R_{\text{каб}}, \quad (4)$$

где $\rho_{\text{каб}}$ – удельное сопротивление металла кабеля (для меди $\rho_{\text{каб}} = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$),
 $I_{\text{каб}}$ (м) – полная длина кабеля.

Приложение № 20
к Инструкции по защите подземных
трубопроводов от коррозии
(рекомендуемое)

Формы приема-сдаточной документации

АКТ приемки строительного-монтажных работ

« ____ » _____ 20 __ г.

По адресу _____

Работы выполнены по проекту _____
(наименование организации и № проекта)

Мы, нижеподписавшиеся:

От заказчика _____
(должность, фамилия)

От строительной организации _____
(должность, фамилия)

От технического надзора _____
(должность, фамилия)

От проектной организации _____
(должность, фамилия)

составили настоящий акт в том, что _____
выполнены в соответствии с проектом.

Комиссии были предъявлены следующие узлы строительного-монтажных работ:

1. Кабельные прокладки:

а) кабель от преобразователя до АЗ марки _____ уложен в
траншее на глубине _____ м, длиной _____ м и защищен

_____ (покрыт кирпичом, в трубах и т.д.)

По стене здания _____
(способ прокладки, марка кабеля и длина)

В подвале здания _____
(способ прокладки, марка кабеля и длина)

б) кабель от преобразователя до КУ марки _____ уложен в
траншее на глубине _____ м, длиной _____ м и защищен

_____ (покрыт кирпичом, в трубах и т.д.)

По стене здания _____
(способ прокладки, марка кабеля и длина)

В подвале здания _____
(способ прокладки, марка кабеля и длина)

2. Анодное заземление выполнено по чертежу № _____

а) электроды заземления выполнены из _____
(материал, профиль, сечение)
длиной _____ м, в количестве _____ шт. _____
(с обсыпкой или без обсыпки)

б) внутренний электрод выполнен из _____
(материал, профиль, сечение)

_____ (наличие активатора или обсыпки)

в) общее сопротивление растеканию тока _____

3. Контактные устройства

а) КУ на _____ выполнено по чертежу № _____
(вид сооружения)

из _____
(материал, сечение, профиль)

Контакт с защищаемым сооружением осуществлен путем _____

Противокоррозионное покрытие на защищаемом сооружении _____

б) КУ на _____ выполнено по чертежу № _____
(вид сооружения)

из _____
(материал, сечение, профиль)

Контакт с защищаемым сооружением осуществлен путем _____

Противокоррозионное покрытие на защищаемом сооружении _____

4. Электромонтажные работы:

а) установка _____ питается от сети переменного тока
напряжением _____ В, размещена _____

_____ (место, метод крепления)

б). электропроводка переменного тока выполнена _____

_____ (марка, сечение, длина кабеля, провод)

монтаж проводки осуществлен _____
(по фасаду, подвале, в земле и т.д.)

место подключения _____

устройство учета эл. энергии _____

в) отключающее устройство выполнено _____

г) защитное заземление выполнено по чертежу № _____

д) сопротивление растекания защитного заземления _____

е) электромонтажные работы выполнены в соответствии с актом приемки и сдачи
электромонтажных работ _____

5. Прочие устройства _____

6. Замечания по строительно-монтажным работам _____

Подписи:

От заказчика _____
От строительной организации _____
От технического надзора _____
От проектной организации _____

АКТ
технической готовности электромонтажных работ

« ____ » _____ 20 __ г.

По адресу _____

Заказчик _____

Объект _____

Комиссия в составе:

От заказчика _____
(должность, фамилия)

От электромонтажной организации _____
(должность, фамилия)

От эксплуатационной организации _____
(должность, фамилия)

Произведена проверка и осмотр выполненных работ по _____

1. К сдаче предъявлено _____

2. Электромонтажные работы выполнены по проекту, разработанному и согласованному _____

3. Отступление от проекта _____

4. Электромонтажные работы выполнены (оценка) _____

5. Оставшиеся недоделки _____

_____ не препятствуют нормальной эксплуатации и подлежат устранению электромонтажной организацией до _____

ЗАКЛЮЧЕНИЕ:

СДАЛ: _____

ПРИНЯЛ: _____

АКТ
приемки в эксплуатацию контактных устройств, потенциалоуравнивающих перемычек
и контрольно-измерительных пунктов (ненужное зачеркнуть)

« ____ » _____ 20 __ г.

Комиссия в составе представителей:

От строительной организации _____
(должность, фамилия)

От технического надзора _____
(должность, фамилия)

От эксплуатирующей организации _____

(должность, фамилия)

произвела осмотр и проверку выполненных работ _____
_____ по адресу _____
на трубопроводе _____

Работы выполнены по проекту _____
В соответствии с типовым чертежом _____
Глубина залегания трубопровода _____

КУ, ПТ, КИП оборудован _____
(электродом сравнения)

Привязки указаны на исполнительном чертеже _____

Подписи:
От строительной организации _____
От технического надзора _____

Заключение об исправности сдаваемого сооружения:
эксплуатирующая организация, проводящая проверку _____

Проверка производилась методом _____
с помощью прибора _____
Результат проверки _____

Должность	Ф.И.О.	Подпись
«__» _____ 20__ г.		М.П.

АКТ
пневматических и электрических испытаний
изолирующих фланцев с условным проходом
Dy-_____

1. Испытания изолирующего фланцевого соединения на прочность
«__» _____ 20__ г. проведено пневматическое испытание изолирующего
фланцевого соединения (№ _____) на прочность давлением _____ МПа с
выдержкой 10 мин. с последующим осмотром.

При осмотре дефектов и утечек не обнаружено.
Изолирующее фланцевое соединение испытание на прочность выдержало.
Производитель работ _____
(должность, Ф.И.О., подпись)

Представитель ОТК _____
(должность, Ф.И.О., подпись)

2. Испытания изолирующего фланцевого соединения на плотность

«__» _____ 20__ г. проведено пневматическое испытание изолирующего фланцевого соединения (№ _____) на плотность давлением _____ МПа с выдержкой 5 мин. с последующим осмотром и измерением падения давления по манометру.

Утечек и видимого падения давления по манометру не обнаружено.

Изолирующее фланцевое соединение испытание на плотность выдержало.

Производитель работ _____
(должность, Ф.И.О., подпись)

Представитель ОТК _____
(должность, Ф.И.О., подпись)

3. Электрические испытания изолирующего фланцевого соединения (действительны в течении 3-х месяцев).

«__» _____ 20__ г. проведены электрические испытания изолирующего фланцевого соединения (№ _____).

При испытании в сухом помещении мегометром типа М-1101 при напряжении 1 кВ короткое замыкание не зафиксировано.

Измеренное сопротивление изолирующего фланцевого соединения _____ мОм.

Изолирующее фланцевое соединение электрические испытания выдержало.

После установки фланца на газопровод вызвать представителя эксплуатирующей организации для приемки.

Производитель работ _____
(должность, Ф.И.О., подпись)

Представитель ОТК _____
(должность, Ф.И.О., подпись)

СПРАВКА

О приемке изолирующего соединения _____ шт.
по _____
(адрес)

Произведена проверка исправности изолирующего соединения по вызову от _____
(наименование организации)

Завод-изготовитель _____
Установка изолирующего соединения выполнена по проекту № _____
(№ проекта и наименование проектной организации)

Проверка производилась методом _____
с помощью прибора _____

При приемке представлены следующие документы:

а) акты пневматических и электрических испытаний;

б) эскиз трубопровода.

Результаты проверки _____

Заключение:

Представитель эксплуатирующей организации:

Должность

Ф.И.О.

Подпись

«__» _____ 20__ г.

АКТ
приемки строительно-монтажных работ
гальванической (протекторной) защиты

«_____» _____ 20__ г.

По адресу _____

Работы по защите _____
(наименование сооружения)

по адресу _____ выполнялись по проекту
№ _____
(№ проекта и наименование проектной организации)

Мы, нижеподписавшиеся:

От заказчика _____
(должность, фамилия)

От строительной организации _____
(должность, фамилия)

От технического надзора _____
(должность, фамилия)

От проектной организации _____
(должность, фамилия)

составили настоящий акт в том, что _____ выполнены в соответствии с проектом.

Комиссии были предъявлены следующие узлы строительно-монтажных работ:

1. Гальванические аноды (протекторы)

а) типа _____ длиной _____ мм, массой _____ кг в количестве _____ шт., установлены группами по _____ шт. в каждой. Общее количество групп _____;

б) расстояние между гальваническими анодами (протекторами) в группах _____ м. Расстояние между гальваническими анодами (протекторами) и защищаемым сооружением:

в 1-й группе _____ м, во 2-й группе _____ м,

в 3-й группе _____ м;

в) глубина заложения гальванических анодов (протекторов) в скважинах (шурфах) _____ м с поверхности до верха гальванического анода (протектора).

2. Кабельные прокладки

Соединительная магистраль в группах выполнена кабелем _____ сечением _____ в траншеях глубиной _____ м, длиной _____ м и защищена _____
(покрыта кирпичом, в трубах и т.д.)

Проводники от гальванических анодов (протекторов) к общей магистрали выполнены проводом марки _____, способ соединения проводника с магистралью _____

(зажимы, скрутки, термитная сварка)

Места присоединения изолированы от земли _____

(способ изоляции)

3. Контактные устройства
Контакт с _____ выполнен по типовому чертежу
(нормали) _____
(вид сооружения)

_____ (обозначение документа)
путем _____
(сварки, болтового присоединения)

4. Прочие узлы _____

5. Замечания по строительно-монтажным работам _____

Подписи:

От заказчика _____

От строительной организации _____

От технического надзора _____

От проектной организации _____

АКТ

приемки в эксплуатацию установок
электрохимической защиты в районе

« ____ » _____ 20 __ г.

По адресу _____

Комиссия в составе представителей:

От заказчика _____
(должность, фамилия)

От строительной организации _____
(должность, фамилия)

От эксплуатирующей организации _____
(должность, фамилия)

От проектной организации _____
(должность, фамилия)

От технического надзора _____
(должность, фамилия)

Ознакомившись с технической документацией, установила следующее:

1. Установки ЭХЗ построены по проекту № _____

(№ проекта и наименование проектной организации)

2. Техдокументация согласована со всеми заинтересованными организациями без замечаний.

3. Характеристика установок ЭХЗ

4. Параметры установок ЭХЗ

№ п/п	Адрес установки защиты	Тип установки защиты	Тип преобразователя	Тип блока совместной защиты	Анодное заземление	
					М	шт.

4. Параметры установок ЭХЗ

№ п/п	Ток (А)	Напряжение (В)	Сопротивление растеканию тока (Ом)	Токи в электроперемычках и протяженность защищаемых сооружений			
				Газопровод	Водопровод	Кабели связи	Теплопровод

5. Замечания по проекту, монтажу, наладке _____

6. Комиссия постановила принять в эксплуатацию установки ЭХЗ с ____ года.

Подписи:

От заказчика _____

От строительной организации _____

От эксплуатирующей организации _____

От проектной организации _____

От технического надзора _____

От органа государственной власти, уполномоченного на осуществление государственного надзора в области промышленной безопасности (в случае участия),

Приложение № 21
к Инструкции по защите подземных
трубопроводов от коррозии
(рекомендуемое)

Протокол измерений потенциалов трубопровода при контроле эффективности электрохимической защиты

Город _____

Вид подземного сооружения и пункта измерения _____

Дата «_____» _____ год

Время измерений: начало _____ конец _____

Адрес пункта измерений _____

Измеряемая величина (суммарный потенциал, поляризационный потенциал)

Режим измерения _____

(без защиты, с включенной защитой)

Тип и № прибора _____ Предел измерений _____

Данные измерений, В

t, мин/с	0	10	20	30	40	50
1						
2						
3						
4						
5						
6						

Камеральная обработка результатов измерений

№ пункта измерения по схеме	Адрес пункта измерения	Число измерений	Сумма измеренных значений потенциала	Среднее значение защитного потенциала	Минимальное (по абсолютной величине) значение защитного потенциала
1	2	3	4	5	6

Измерил _____

Обработал _____

Проверил _____

Приложение № 22
к Инструкции по защите подземных
трубопроводов от коррозии
(рекомендуемое)

Протокол определения исправности изолирующих соединений (ИС)

Город _____

Тип прибора _____

Дата измерения « ____ » _____ год

Погодные условия _____

№ п/п	№ пункта по схеме	Адрес установки ИС	Вид установленного ИС	$U_{Т-3}$ до ИС	$U_{Т-3}$ после ИС	$\Delta U = U_{Т-3}$ до ИС - $U_{Т-3}$ после ИС	Исправность ИС
1	2	3	4	5	6	7	8

Измерения провел _____

Протокол измерения сопротивления изолирующих вставок

Город _____

Тип прибора _____

Дата измерения « ____ » _____ год

Погодные условия _____

№ п/п	№ пункта по схеме	Адрес установки ИС	Вид установленного ИС	$U_{Т-3}$ до ИС	$U_{Т-3}$ после ИС	$\Delta U = U_{Т-3}$ до ИС - $U_{Т-3}$ после ИС	Исправность ИС
1	2	3	4	5	6	7	8

Измерения провел _____

АКТ
коррозионного обследования подземного сооружения

« ___ » _____ 20__ год

1. Адрес места повреждения _____
 2. Характеристика трубопровода: _____
давление (высокое, среднее, низкое) _____
материал трубы _____
толщина стенки трубы _____
глубина заложения (от верха трубы до поверхности _____
год постройки _____
 3. Состояние изоляционного покрытия:
материал и тип изоляционного покрытия _____
состояние изоляционного покрытия на трубе _____
количество и характер видимых дефектов изоляции _____
наличие влаги под изоляцией _____
толщина _____
сплошность _____
адгезия _____
переходное сопротивление _____
 4. Состояние наружной поверхности трубы:
наличие ржавчины на трубе под изоляцией, в местах отсутствия или повреждения
изоляции _____ характер ржавчины (цвет, бугристая, сплошная, легко – или
трудноотделяемая от трубы) _____ наличие сквозных или несквозных язв
(сверху, снизу, сбоку, примерное число на 1 дм² _____ размеры язв (диаметр,
глубина) _____
 5. Характеристика грунта:
тип _____
влажность по внешнему осмотру: сухой, полусухой, влажный, мокрый, плавучий
(подчеркнуть)
наличие грунтовой воды _____
наличие загрязнений _____
коррозионная агрессивность _____
 6. Наличие опасного действия блуждающих постоянных токов и переменного тока

 7. Тип установки ЭХЗ _____
 8. Дата ввода в эксплуатацию _____
 9. Суммарное время простоя до обнаружения повреждения _____
 10. Потенциал в месте повреждения:
при работе установки ЭХЗ _____
при отключенной установке _____
 11. Обстоятельства обнаружения повреждений (опрессовка и т.п.) _____
 12. Заключение о предполагаемых причинах коррозии.
 13. Предлагаемые противокоррозионные мероприятия.
- Подписи: