

ruhrgas



Технические проекты
Средняя и Восточная Европа

ДОКЛАД

о состоянии катодной защиты от
коррозии и о проблемах коррозии в
газотранспортной сети стран СНГ



THERMIE
Workshop on Pipeline Integrity,
Тюмень, 21 и 22 мая 1996

Содержание

	Стр
1 Предисловие	2
2 Проведенные обследования	2
3 Качество покрытия	4
3.1 Частота повреждений покрытия	4
3.2 Недостаточная адгезия полиэтиленовой пленки	8
4 Контакты с посторонними сооружениями	9
4.1 Изолирующие элементы	10
4.2 Технологические соединения и совместная защита посторонних трубопроводов	10
4.3 Контакты с кожухами	11
5 Надежность эксплуатации оборудования и контрольно-измерительных пунктов для катодной защиты от коррозии	13
6 Проблемы коррозии	14
6.1 Выносная коррозия в местах деофектов покрытия	14
6.2 Выносная коррозия под покрытием	15
6.3 Коррозионное растрескивание под напряжением	15
7 Методы диагностики	17

Приложения

1 Основы интенсивного измерения
2 Применение изолирующих вставок
3 Методы диагностики

1. Предисловие

С 1992 года Рургазом проводятся исследования состояния защиты от коррозии транспортных газопроводов и городских распределительных сетей в России, Белоруссии и в Украине, Эти исследования осуществляются вместе с владельцами каждого из них и с инженерным бюро ОРГЭНЕРГОГАЗ и ВНИИГАЗом. В этом докладе обобщены сведения о состоянии газотранспортных систем в странах СНГ, полученные во время этих исследований.

Во второй части доклада представляется метод исследования (интенсивное измерение). Этот метод позволяет детально рассмотреть повреждения покрытия на обследуемых газопроводных системах. Далее, он дает возможность оценить коррозионную опасность в местах повреждения покрытия, существующую на момент измерения.

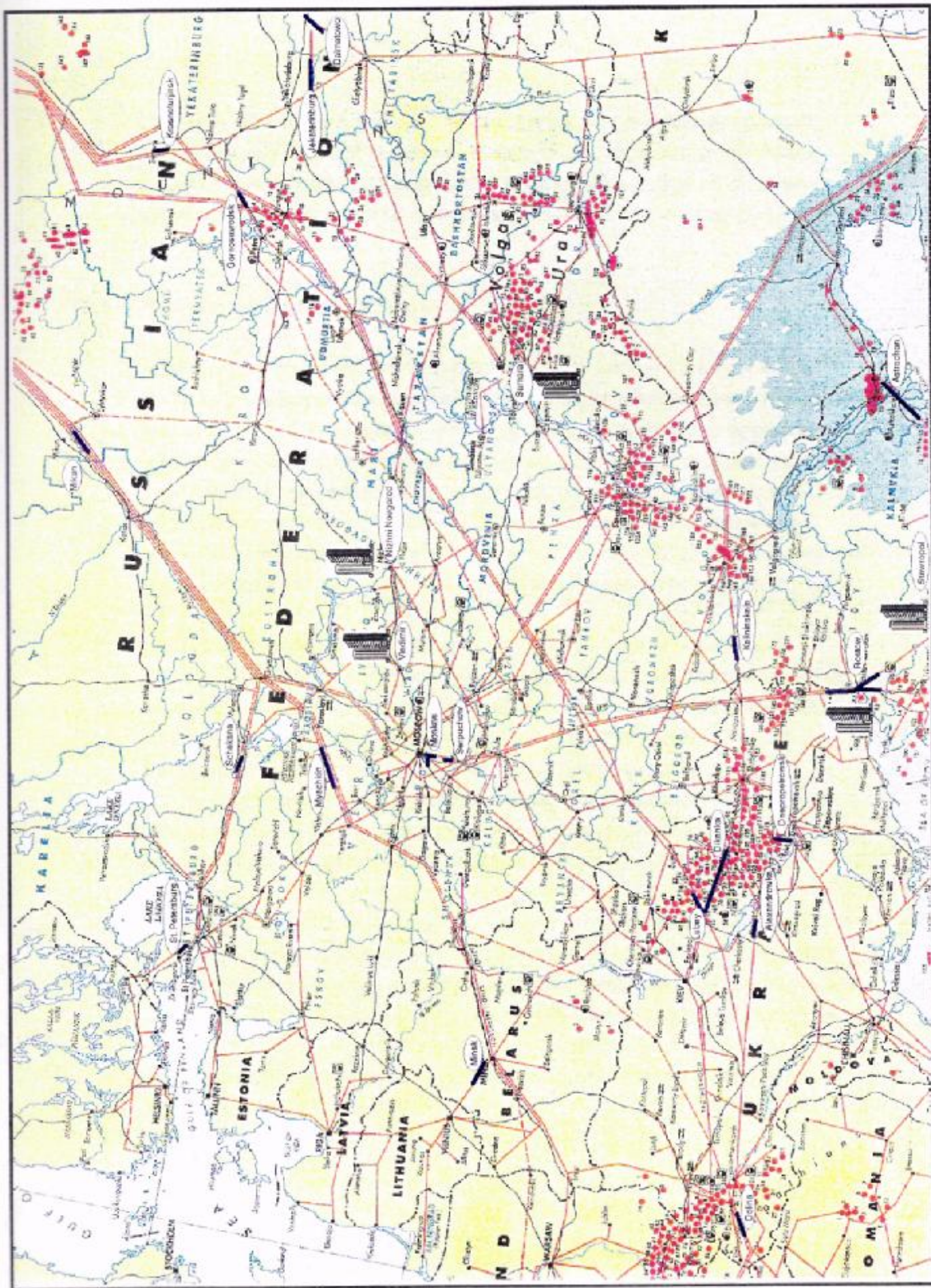
2. Проведенные обследования

На рис. 1 изображена карта, на которой отмечены обследованные отрезки. Из нее видно, что обследования проводились при самых разных географических условиях. Измерения проводились как вблизи Полярного круга, так и в степях / зоне пустыни на юге России и Украины. Они проводились в горах Карпаты и в Западно - Сибирской низменности.

Всего мы располагаем сведениями о состоянии транспортных газопроводов длиной 1769 км. Из них на 618 км были проведены интенсивные измерения. О 1151 км у нас имеются сведения на основании выборочных исследований, которые позволяют дать оценку состояния систем в общих чертах

В городских сетях пяти городов на участках длиной от 3 до 5 км в каждом городе были проведены обследования состояния систем защиты от коррозии и возможности экономии энергии и материальных затрат вследствие переоснащения сетей.

Кроме того, были проверены 96 кожухов на предмет контакта с транспортными трубопроводами. В 43 местах (определенных посредством интенсивных измерений) были проведены коррозионные обследования дефектов покрытия



3. Качество покрытия

До конца 60-х годов в качестве материала защитных покрытий применялся исключительно битум. В начале 70-х годов он был заменен на ПЭ - пленку, которая наматывалась над траншеей. Оба вида материалов обнаруживают значительные недостатки по сравнению с трубами с заводским покрытием

3.1 Частота повреждений покрытия

Мерилом качества покрытия является плотность дефектов покрытия. Как правило, у трубопроводов с битумным покрытием плотность дефектов намного выше, чем у трубопроводов с ПЭ - пленкой. На трубопроводах с битумным покрытием наряду с отдельными дефектами имеются протяженные дефекты большой длины, на которых отсутствует достаточная катодная защита. Это объясняется тем, что на основании наличия обширных зон с дефектным покрытием (пористым или отсутствующим на больших площадях) общая потребность в защитном токе выше, чем производимое количество защитного тока.

На рис. 2 представлен график потенциалов и градиентов потенциалов трубопровода с битумным покрытием, обследованного методом интенсивных измерений, относительно длины. По графику воронок напряжения (зеленая кривая) видно, что в рассматриваемой зоне дефекты имеются на участке большой длины. При ситуации подобного рода покрытие необходимо восстановить по участкам. При этом следует постоянно иметь в виду, что ремонт должен ограничиваться участками, где он наиболее необходим. Нецелесообразно заново переизолировать весь трубопровод.

Какой должна быть длина участков, которые следует переизолировать, решается для каждого трубопровода отдельно. Мы, например, обследовали интенсивным методом 70 км и нашли целый ряд участков с плохим покрытием длиной от 10 до нескольких сот метров, разбросанных по всему трубопроводу. Общая длина этих участков в сумме составляет ок. 2,4 км. Если эти 2,4 км трубопровода переизолировать, то с большой вероятностью трубопровод будет достаточно защищен по всей длине.

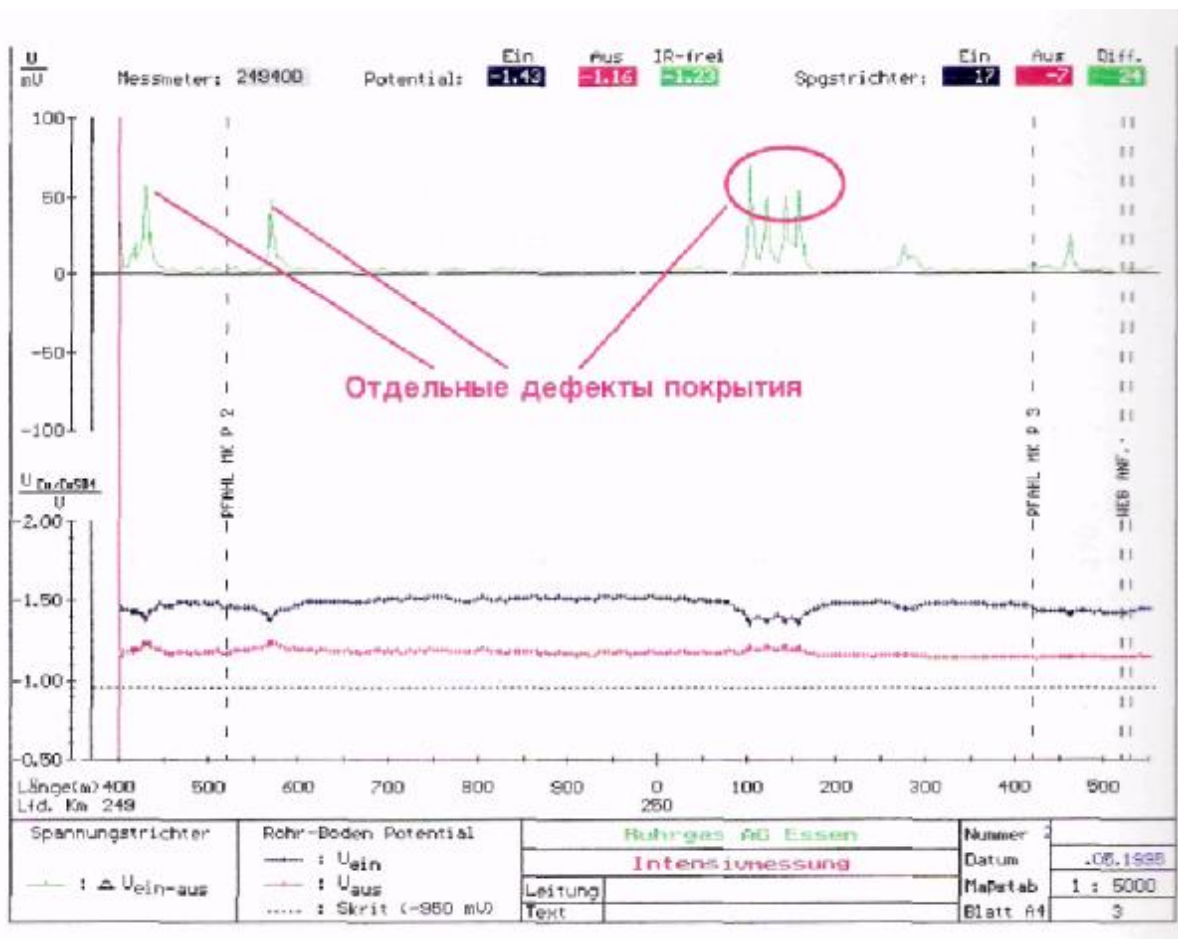


Рис. 3: График потенциалов и градиентов потенциалов трубопровода с полиэтиленовым покрытием в зоне с немногими отдельными дефектами покрытия.

Хотя проблема, заключающаяся в том, что достаточная катодная защита не может быть достигнута на больших участках трубопроводов с ПЭ - покрытием, также встречалась нам на рассматриваемых трубопроводах, однако ее нельзя назвать типичной.

Из рис. 5 видно, что при обследовании также и трубопроводов с покрытием из ПЭ - пленки были обследованы трубопроводы, имеющие незначительную плотность повреждений покрытия. Кривая градиентов потенциалов, например, показывает лишь 9 отдельных повреждений на 11 км.

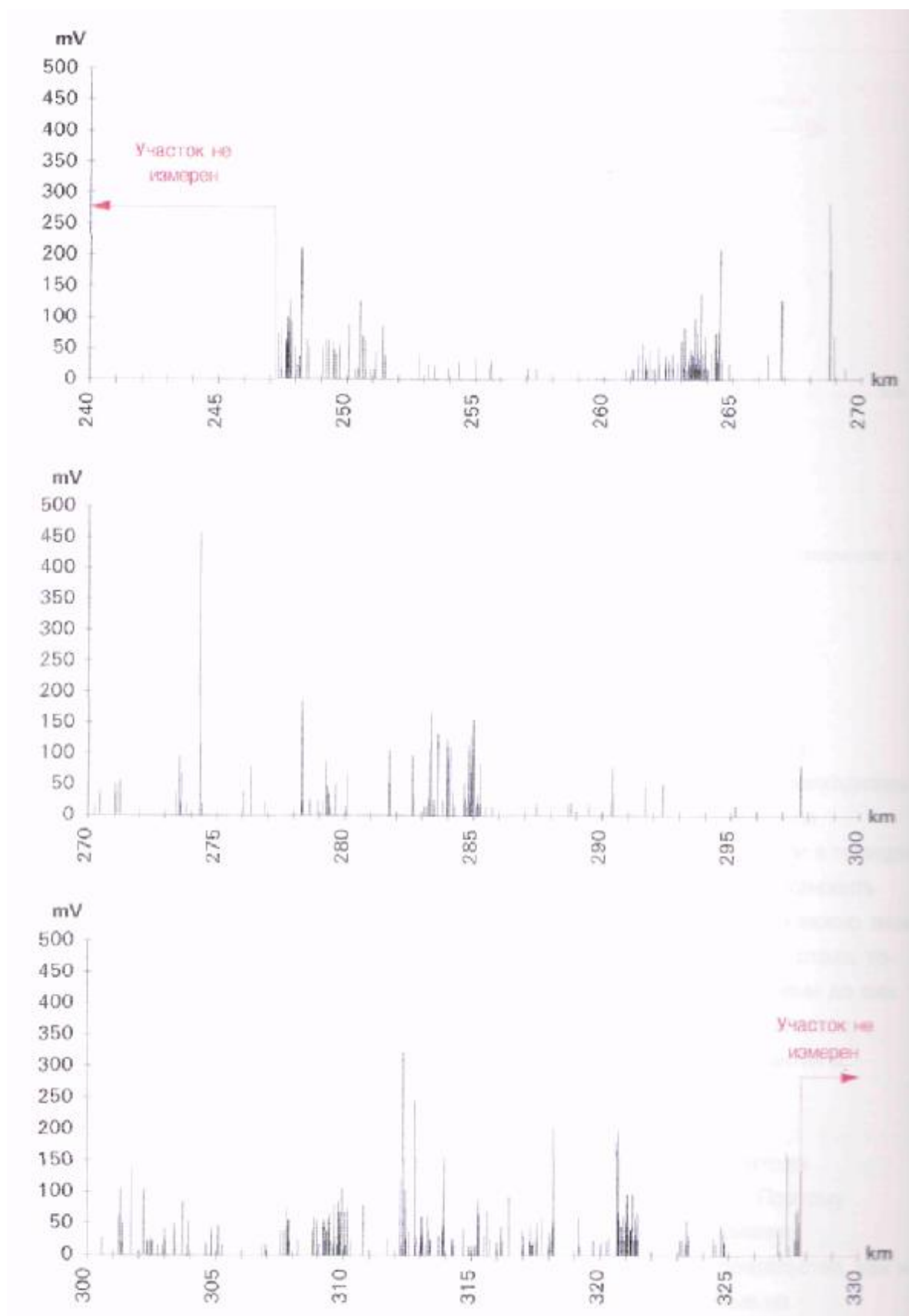


Рис. 4: Распределение градиентов потенциалов величиной $AU > 15\text{mV}$ трубопровода с ПЭ-покрытием в зоне с отдельными дефектами

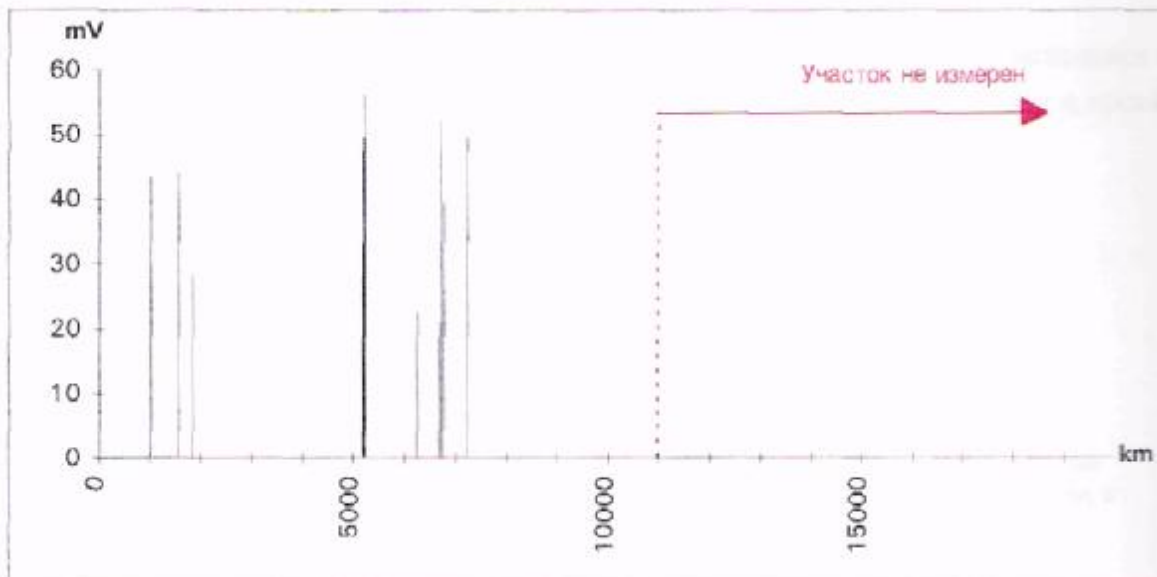


Рис. 5: Распределение градиентов потенциалов трубопровода с полиэтиленовым покрытием в зоне с небольшим количеством ограниченных дефектов

3.2 Недостаточная адгезия полиэтиленовой пленки

Колоссальной проблемой является отсутствие адгезии ПЭ - пленки. Из проведенных Рургазом обследований коррозионного состояния 22 приходилось на трубопроводы с ПЭ - пленкой. При этом только в одном случае была подтверждена достаточная адгезия ПЭ- пленки. Из-за плохой адгезии в позиции 3:00 и 9:00 час. образуются гофры, в которых собирается вода. Установить точки или участки с недостаточной адгезией невозможно, но это и важно лишь там, где вода может проникнуть между покрытием и поверхностью стали, то есть в зоне дефектов покрытия. По обследованиям, проведенным нами до сих пор, нельзя сделать вывод о том, может ли при наличии определения всех критичных дефектов покрытия также быть дана достаточная гарантия в отношении обнаружения коррозии под покрытием.

Причиной недостаточной адгезии является применение клея и метода нанесения, которые не позволяют достичь достаточной адгезии. Поэтому следует незамедлительно отсоветовать от дальнейшего применения используемых в настоящее время материалов как в новом строительстве, так и для ремонта. В качестве альтернативы можно назвать известные на западноевропейском рынке полустационарные установки для нанесения

заводского покрытия вблизи строящегося трубопровода. Подобные установки позволяют создать покрытие, не уступающее по качеству заводскому и, кроме того, значительно уменьшают опасность повреждения покрытия, обусловленного транспортировкой.



Рис. 6 Недостаточная адгезия покрытия из ПЭ-пленки, в соединении с гофрообразованием

4 Контакты с посторонними сооружениями

Вред системе катодной защиты от коррозии газопроводной системы наносится не только дефектами покрытия, но и контактами с посторонними подземными сооружениями (системами заземления компрессорных и распределительных станций, кожухами, а также параллельно проложенными или пересекающимися газопроводами и металлическими конструкциями, оставшимися после строительства трубопроводов).

4.1 Изолирующие элементы

Трубопроводы, проложенные в СНГ, как правило, не отделены от компрессорных станций посредством изолирующих соединений. Вследствие этого существуют металлопроводные контакты. На трубопроводах с лучшим покрытием они достаточно ощутимы. Здесь требуется установка изолирующих соединений (см. приложение 2).

Но на трубопроводы с худшим качеством покрытия при наличии катодных станций, установленных также на компрессорных станциях, системы заземления существенного влияния не оказывают.

На газораспределительных станциях изолирующие фланцы установлены во многих местах, но они не всегда дееспособны. Поэтому контроль и при определенных обстоятельствах, ремонт всегда необходимы там, где компрессорные станции вызывают существенное отрицательное влияние на защищенность подключенных трубопроводных систем, в срочном порядке требуется установка изолирующих соединений. Доказательство необходимости изолирующих соединений можно в каждом случае получить посредством измерений.

4.2 Технологические соединения и совместная защита посторонних трубопроводов

В принципе все газопроводы, находящиеся в одном коридоре, соединены друг с другом металлопроводно технологическими трубопроводами (перемычками на крановых площадках). Из-за этого часто случается, что газопроводы, имеющие хорошее покрытие или по крайней мере, достаточное, не могут быть защищены, так как газопроводы, подключенные к той же системе защиты, проявляют слишком высокую потребность в защитном токе.

Параллельно проложенные или пересекающие трубопроводы третьих организаций (нефте и продуктопроводы или кабели связи) также подключаются к защите (посредством кабельных соединений). Из-за этого распределение

тока и оценка системы защиты выходит из-под контроля. Поэтому катодная защита часто становится невозможной.

Там, где требуется ремонт трубопроводной системы, необходимо разъединить эти металлопроводные соединения. Для этого необходимо установить изолирующие элементы на технологических перемычках. Разделение на отдельные секции всегда необходимо в тех случаях, если трубопровод с крайне плохим покрытием соединен с трубопроводом, имеющим лучшее покрытие.

Это необходимо также и тогда, когда пересекающий или параллельный трубопровод третьих организаций планово или случайно подключен к совместной защите. Случайные контакты определяются при помощи способа локализации дефектов (см. приложение 3).

4.3 Контакты с кожухами

В более густо заселенных районах на основании частых пересечений с транспортными путями имеются кожухи, в рамках наших обследований был найден ряд кожухов, имеющих металлопроводный контакт с транспортным трубопроводом. Эти контакты с кожухами делают катодную защиту для защищаемого трубопровода внутри кожуха и во многих случаях также и прилегающих участков невозможной. Необходимо установить местонахождение контактов (см. приложение 3) и устранить их.

На рис. 7 показан кожух, имеющий металлопроводный контакт с транспортным трубопроводом, и график потенциалов на этом участке.

Причину возникновения контактов с кожухами следует искать в конструкции футеровки, используемой во многих случаях. Она состоит из деревянных брусьев, прикрепленных вокруг трубы продуктопровода на всю длину кожуха. Эти брусья прикрепляются к трубе по окружности стальной проволокой. Часто эта проволока рвется уже при протягивании продуктопровода. Если возникает металлический контакт проволоки с продуктопроводом и с кожухом, значит, есть металлический контакт.

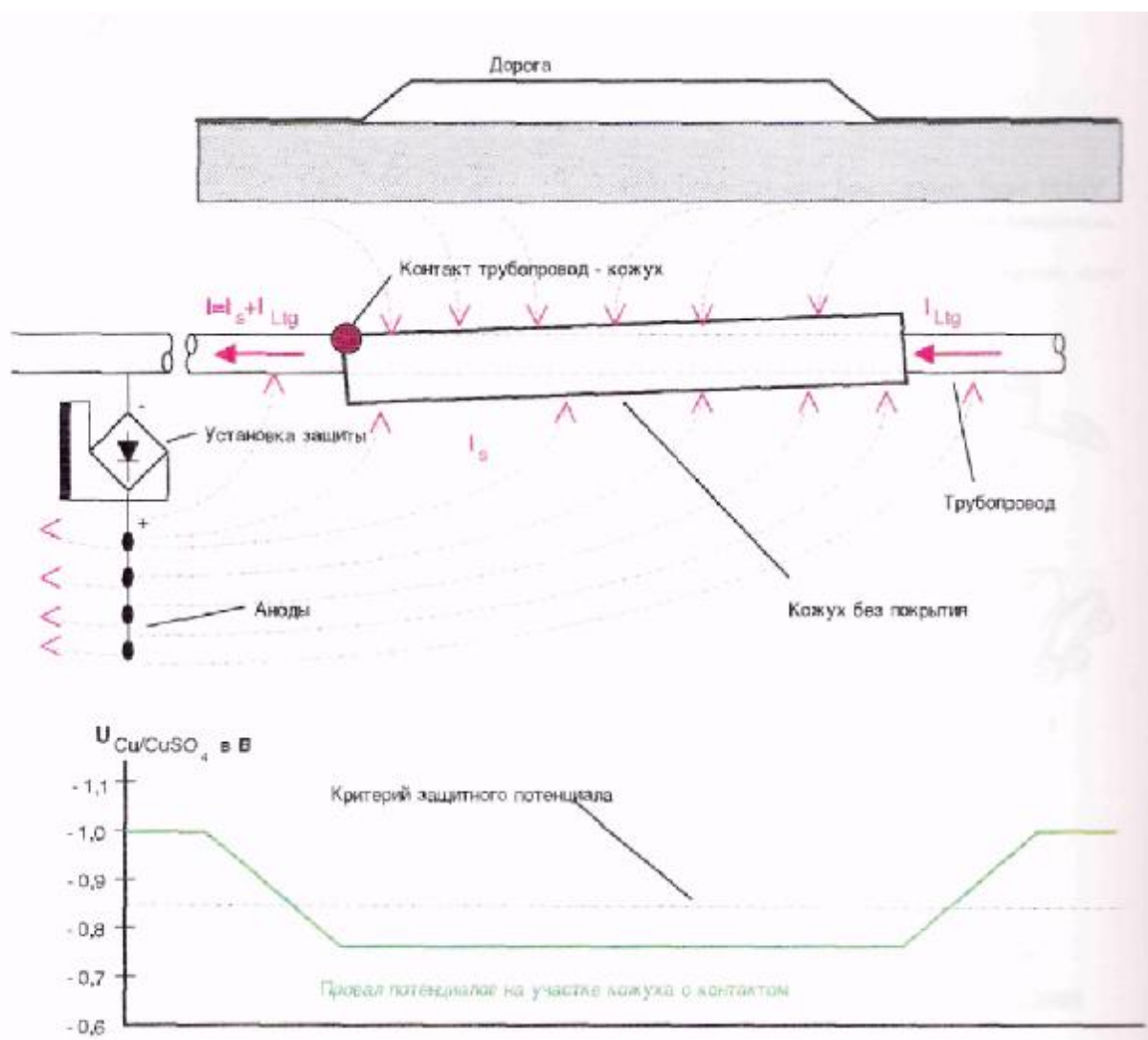


Рис. 7: Контакт с кожухом и график потенциалов на этом участке

Локализация места контакта возможна при помощи электрометрических измерений. Принятие решения о необходимых мероприятиях по устранению контакта возможно лишь после того, как станет известно местонахождение контакта.

Решением проблемы может быть укорачивание концов кожуха. Однако возможно устранить также и такие контакты, которые находятся под пересекающей автодорогой или под железной дорогой.

При строительстве новых трубопроводов необходимо применять футеровку из искусственных материалов (рис. 8).

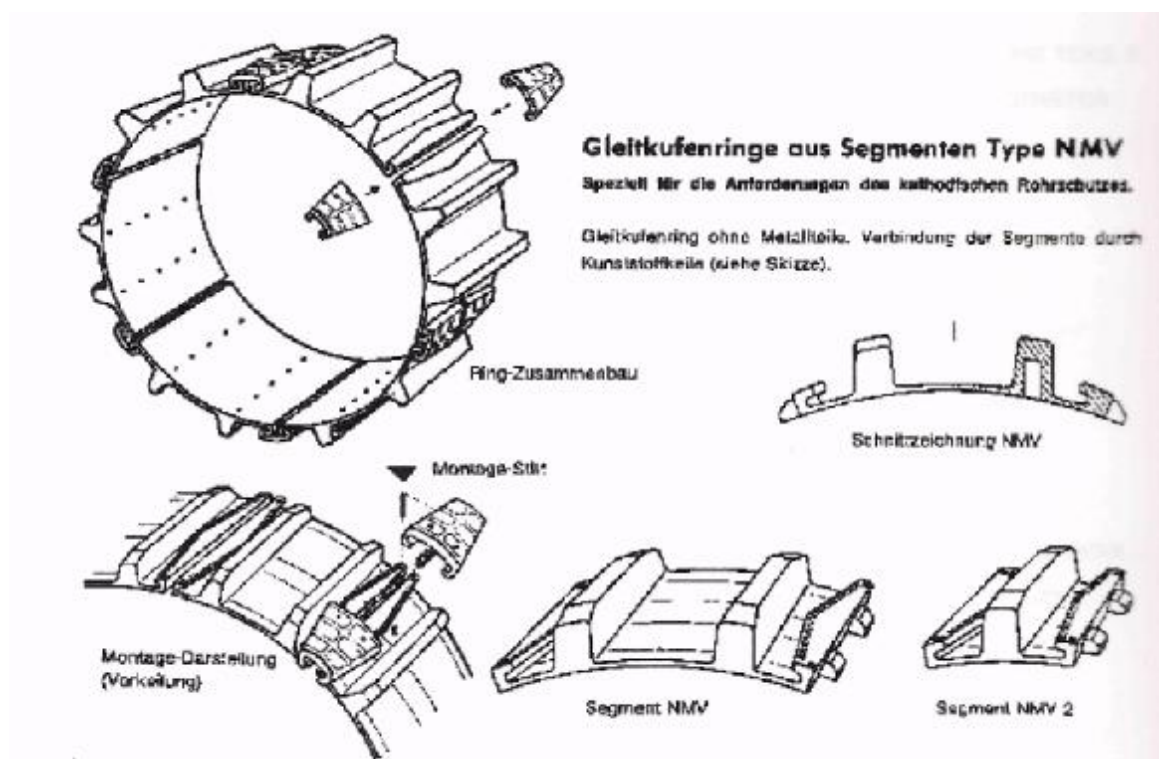


Рис. 8: Элементы футеровки из искусственных материалов

5. Надежность эксплуатации оборудования и контрольно-измерительных пунктов для катодной защиты от коррозии

Во многих случаях работают не все из установленных катодных станций. Поэтому трубопроводные системы не всегда имеют непрерывную защиту от коррозии, хотя они могли бы быть защищены имеющимися в наличии станциями.

Часто причиной отказа катодных станций является разрыв линий электропередачи, проходящей параллельно трубопроводу и проложенной специально для электропитания катодных станций.

Многие из контрольно-измерительных пунктов системы ЭХЗ неисправны. Установлены только контрольные пункты для измерения потенциалов. Для проведения всеобъемлющего контроля необходимо отремонтировать существующие контрольные пункты. Кроме того, необходимо установить дополнительные контрольные пункты (пункты для измерения тока в трубе, пункты на кожухах).

Пункты измерения тока в трубе служат для определения распределения тока в трубопроводе. Это дает возможность выделить зоны, которыми потребляется особенно много тока

Чтобы при регулярных измерениях можно было несложными методами произвести контроль на предмет возможного металлического контакта с газопроводом, требуется установка пункта на кожухе.

6. Проблемы коррозии

Количество производимого защитного тока является недостаточным во многих пунктах по многим причинам (недостаточное качество покрытия, выход из строя катодных станций, контакт с посторонними объектами без катодной защиты). Поэтому в местах дефектов покрытия возникает коррозия

Наряду с выносной коррозией в местах дефектов покрытия другие виды коррозии также вызывают проблемы выносная коррозия под покрытием и коррозионное растрескивание под напряжением.

6.1 Выносная коррозия в местах дефектов покрытия

На многих дефектах покрытия существует коррозионная опасность для трубопроводов, вызванная слишком малым количеством тока. При этом скорость коррозии существенно зависит от окружающего фунта

При многочисленных обследованиях коррозионного состояния в степных районах южной России и в восточной Украине была обнаружена максимальная скорость коррозии 0,13 мм/год. Там, где в этих районах имеются сильно увлажненные почвы, были установлены максимальные скорости коррозии до 0,41 мм/год

В северных заболоченных районах России при обследованиях коррозионного состояния была обнаружена максимальная скорость коррозии 0,53 мм/год.

6.2 Выносная коррозия под покрытием

Плохая адгезия ПЭ-пленки ведет к феномену коррозии под покрытием. Особенно она проявляется в позиции 3:00 и 9:00 час. (см. 3.2).

На всех сварных стыках (продольных и кольцевых швах) под покрытием имеются полости. В них собирается вода. Это является причиной появления коррозии под покрытием.

Этот феномен коррозии нельзя устранить улучшением катодной защиты, поскольку защитный ток не достигает мест, подверженных коррозии. Метод измерения, позволяющий дать оценку току, поступающему на трубопровод - интенсивную измерения, метод Пирсона, Си - Скэн - не приспособлен для локализации этих коррозионных воздействий.

При обследовании коррозионного состояния трубопровода в северной России (заболоченные районы) сотрудниками Рургаза была обнаружена скорость коррозии 0,7 мм/год. Здесь трубопровод был немедленно заменен на всем участке.

При обследованиях на юге России (степные районы) была установлена максимальная скорость коррозии 0,24 мм/год.

6.3 Коррозионное растрескивание под напряжением.

Коррозионное растрескивание под напряжением в фунте является в настоящее время в России самой острой проблемой, связанной с коррозией. Несмотря на обширные обследования, проведенные выдающимися экспертами в этой области, до настоящего времени причина возникновения коррозионного растрескивания под напряжением, которое, кстати, имеется также и в США и в Канаде, неизвестна. Однако известно, что повреждения происходят в основном в зоне ок. 40 км от компрессорной станции.

На рис. 9 показано количество известных нам повреждений в зависимости от удаленности от компрессорной станции. Четко прослеживается, что 70 % всех повреждений произошло на удалении от 5 до 18 км.

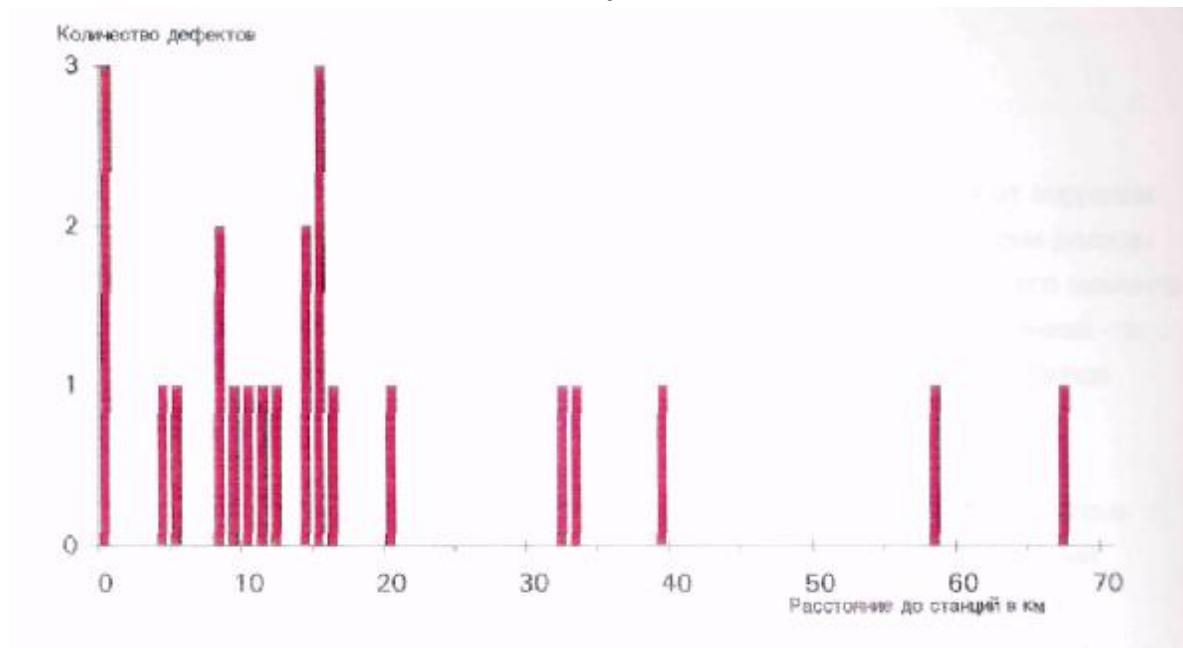


Рис. 9: Частота повреждений в зависимости от расстояния от компрессорной станции

До сих пор коррозионное растрескивание под напряжением проявлялось исключительно на трубопроводах в северной части России,

Первое повреждение, вызванное коррозионным растрескиванием под напряжением, произошло в 1979 или в 1980 году. До сих пор еще не было ни одного повреждения, которое бы произошло до истечения 5-летнего срока эксплуатации. Феномен коррозионного растрескивания под напряжением установлен лишь на трубопроводах, построенных с начала 70-х годов. При этом речь идет о трубопроводах с ПЭ-покрытием и недостаточной адгезией.

ГАЗПРОМ предпринимает большие усилия, чтобы установить причину этого явления и определить величину поврежденное™ трубопроводных систем, задетых этим процессом, а также незамедлительно провести срочный ремонт,

Так, в сентябре 1995 года при помощи фирмы Пайптроникс с большим успехом был обследован участок, имеющий такие повреждения. Самые значительные повреждения были срочно устранены. ГАЗПРОМ предоставил Рургазу несколько образцов с места аварии для металлографического обследования. Обследованные трещины относятся к коррозионному растрескиванию, вызванному растяжением.

7. Методы диагностики

Исследования с целью оценки эффективности системы защиты от коррозии должны в принципе выполнять два требования. С одной стороны, они должны показать все коррозионные воздействия, появившиеся до настоящего момента - выносную коррозию и коррозионное растрескивание под напряжением - с другой стороны, они должны гарантировать, что в будущем коррозионное воздействие больше не возникнет.

Интеллектуальные поршни (ультразвуковые и электромагнитные) в принципе в состоянии обследовать трубопроводы относительно наличия уменьшений толщины стенки. Выносная коррозия обнаруживается обоими поршнями. Поэтому эти методы применимы как для локализации коррозии в местах дефектов покрытия, так и для локализации коррозии под покрытием.

Механические повреждения, как, например, зазубрины со времен укладки или вмятины можно обнаружить исключительно интеллектуальными поршнями (ультразвуковым, магнитным или калибровочным).

Во всяком случае, для локализации коррозионного растрескивания под напряжением необходимо применение специальных ультразвуковых поршней.

Интенсивное измерение дает возможность локализации катодно незащищенных дефектов покрытия. Оно позволяет также установить дефекты покрытия, на которых в будущем могла бы начаться коррозия. Недостаток интенсивного измерения состоит в том, что локализация коррозионных повреждений, находящихся под покрытием, или коррозионного растрескивания под напряжением, невозможна

Локализация при помощи внутритрубной дефектоскопии дороже интенсивного измерения. Однако следует помнить, что на трубопроводах с ПЭ-пленкой под покрытием может возникнуть коррозия. Поэтому на таких трубопроводах на сегодняшний день можно применить только метод дефектоскопии поршнем.

Трубопроводы, на которых ПЭ-пленка имеет хорошую адгезию со сталью, также можно контролировать при помощи интенсивного измерения. Кроме того, интенсивное измерение требуется также для доказательства наличия

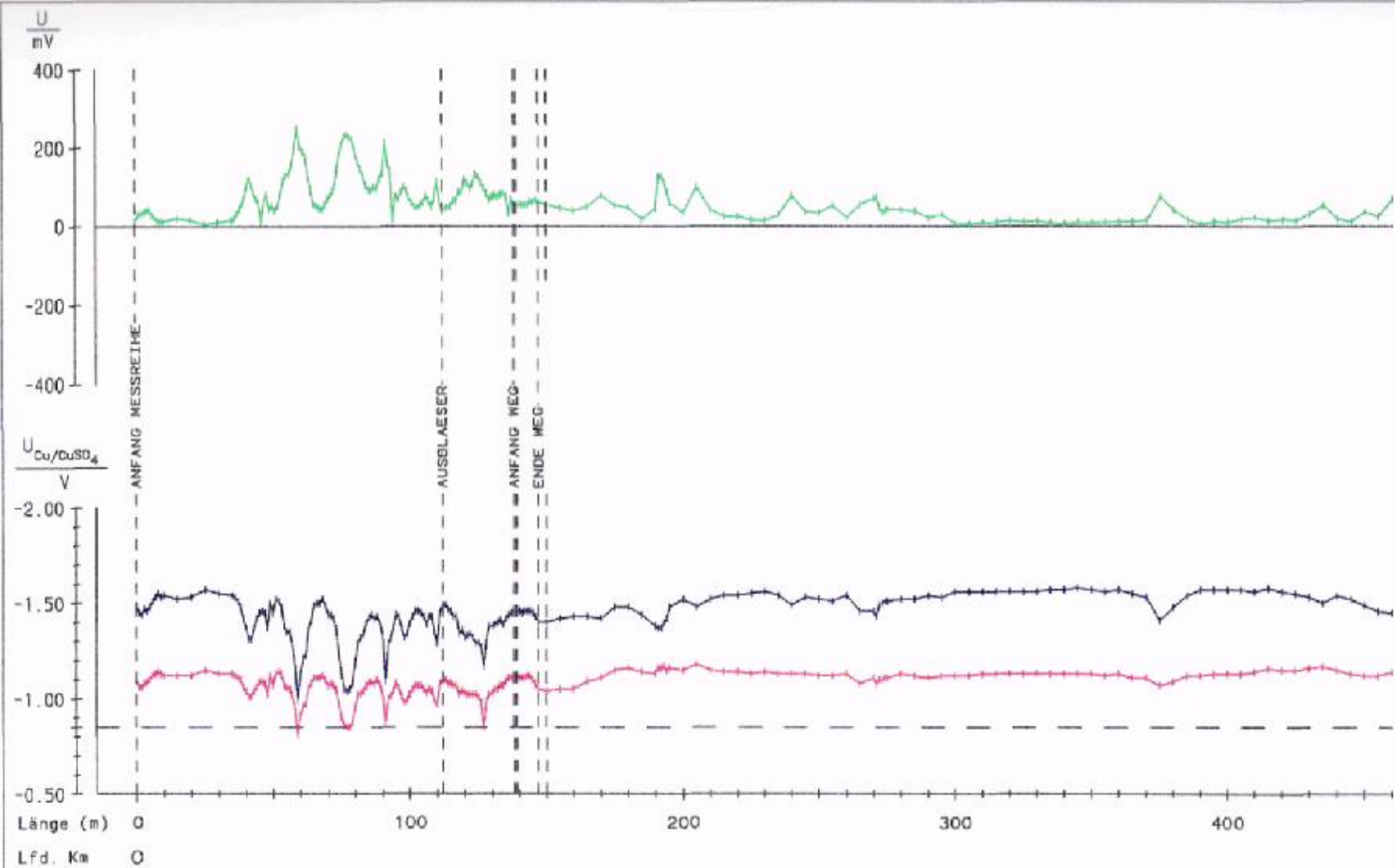
безупречного покрытия после ремонта или для доказательства достаточной защиты.

Из изложенного явствует, что получить обширные сведения о состоянии отдельных трубопроводов возможно лишь при применении обоих методов диагностики. Дополнительно к этим методам необходимы целевые шурфования и обследования коррозионного состояния, чтобы получить дальнейшую информацию.

Для проведения интенсивных измерений в Западной Европе и в течении уже 4 лет также в странах СНГ с большим успехом применяется прибор для измерения и анализа, разработанный фирмой Рургаз совместно с фирмой Вайлекес Электроник. Специально для этого были также разработаны необходимые приборы для циклического переключения защитного тока

На рис. 10 показан график потенциалов. На нем графически представлены типичные значения, получаемые при интенсивном измерении. Основы интенсивного измерения обобщены в приложении 1.

Программное обеспечение анализа результатов измерения в настоящее время подгоняется совместно КУБАНЬОРГЭНЕРГОГАЗом, Рургазом и Вайлекес Электроник к условиям качества покрытия и блуждающих токов, имеющихся в России.



Spannungstrichter

— : $\Delta U_{ein} - \Delta U_{aus}$

Rohr-Boden Potential

— : $U_{ein} - Cu/CuSO_4$

— : $U_{aus} - Cu/CuSO_4$

---- : Schutzkriterium (-850 mV)

ruhrgas

Intensiv-
messung

Leitung BEISPIEL

Text

Nummer

1

Meßdatum

01.01.1997

Maßstab

1 : 2000

Blatt

1

Основы интенсивного измерения

Основы интенсивного измерения

1	Схема измерения	2
2	Величины измерения и цели интенсивного измерения	3
3.	Потенциал без составляющей омического падения напряжения на границе фаз труба/земля	5
3.1	Посторонние падения напряжений в грунте	7
4.	Воронки напряжения	8
4.1	Повреждения покрытия круглой формы	11
4.1.1	Разность воронок напряжения	11
4.1.2	Величина повреждения покрытия	12
4.2	Пористое покрытие	13
4.2.1	Воронки потенциалов	13
4.2.2	Потенциал без омической составляющей пористого покрытия	14
4.2.3	Площадь повреждения покрытия	16

1. Схема измерения

Создание системы катодной защиты от коррозии и контроль за ней осуществляется на контрольных пунктах, установленных на расстоянии от 1 до 2 км. Для определения условий коррозионной защиты между этими пунктами применяется так называемое интенсивное измерение.

При интенсивном измерении вдоль трубопровода на расстоянии в 5 м измеряются потенциалы и воронки напряжения. При этом под воронкой напряжения подразумевается разность потенциалов между электродом сравнения, перемещаемым параллельно трубопроводу на определенном расстоянии к нему, и электродом сравнения, установленным над трубопроводом.

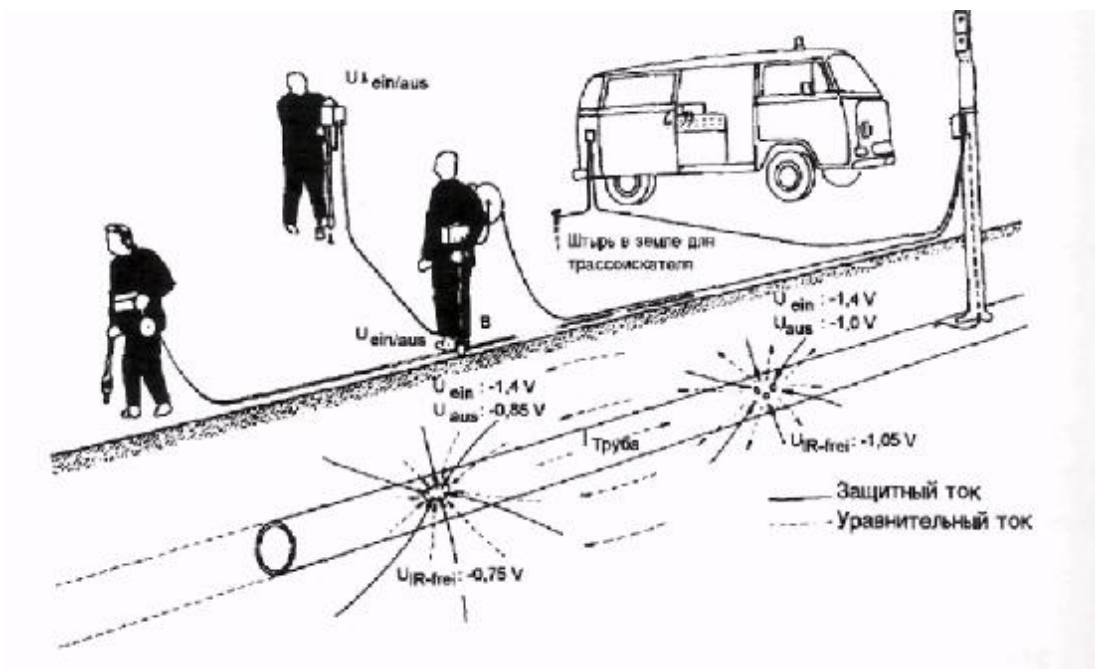


Рис. 1: Схема измерения для определения потенциалов труба/земля и воронок напряжения повреждений покрытия на трубопроводе

На практике такие измерения проводятся так, как изображено на рис. 1. Один человек определяет местонахождение трубопровода прибором трассоискателем и перемещает измерительный шнур, которым отмечается расстояние в 5 м. Второй человек измеряет падение напряжения (U_t) в фунте между электродами сравнения B1 и B для определения местонахождения повреждений

покрытия. Третий человек измеряет потенциал труба/земля относительно электрода сравнения В. Поскольку для измерения потенциала труба/грунт необходимо подключение к трубопроводу, то это подключение переносится от одного контрольного пункта до другого с помощью кабельной катушки вплоть до достижения следующего контрольного пункта

С целью экономичности в применении таких измерений используют приборы мобильного сбора данных на компьютерной основе. При помощи подключенного преобразователя сигналов измеряемые значения фиксируются напрямую, обрабатываются и накапливаются. Таким образом, для всего процесса измерений от замера величин, обработки их и вплоть до архивирования достаточно всего лишь несколько движений пальцев.

2. Величины измерения и цели интенсивных измерений

При интенсивных измерениях на расстоянии 5 м над трубопроводом измеряются следующие величины:

- потенциалы труба/грунт $U_{\text{вкл}}$ и $U_{\text{выкл}}$;
- воронки напряжения $U_{\text{т вкл}}$ и $U_{\text{т выкл}}$ (падения напряжения в фунте согласно рис. 1).

С помощью этих величин получают следующую информацию:

- а) Начальную информацию о состоянии поляризации трубопровода на местах;
- б) Указания на большие повреждения в покрытии и оценку их величины;
- в) Информацию о состоянии поляризации в зоне больших повреждений покрытия.

Три группы сведений от а) до в) перечислены в порядке их приоритета, причем необходимые детальные исследования в каждой из следующих групп вытекают из результатов каждой впереди стоящей.

Группа а)

В группе а) анализируются замеренные потенциалы труба/земля. Если критерий защиты не выполняется ($U_{\text{выкл}} > U_3$), то необходимо установить и устранить причины, например, устранить посторонние контакты, ликвидировать большие повреждения покрытия или повысить защитный ток.

На современных трубопроводах с покрытием из искусственных материалов имеется в общем небольшое количество повреждений, которые четко проявляются из-за различий в потенциале труба/фунт. Здесь:

$$\begin{aligned} U_{\text{вкл}}(a) - U_{\text{т вкл}}(a) &= U_{\text{вкл}}(oo) & (1) \\ U_{\text{ein}}(a) - U_{\text{tein}}(a) &= U_{\text{ein}}(oo) & (1) \end{aligned}$$

$U_{\text{дрк}}(oo)$ является потенциалом включения, измеренным относительно удаленного электрода сравнения. Величины $U_{\text{вкл}}(a)$ и $U_{\text{т вкл}}(a)$ имеют силу для повреждений покрытия в точке а, причем $U_{\text{т вкл}}(a)$ является воронкой напряжения между удаленным электродом сравнения и электродом сравнения, установленным над повреждением (этим электродом измеряется также $U_{\text{вкл}}$).

Приблизительно можно принять, что $U_{\text{вкл}}(oo)$ также соответствует величинам, измеряемым на участках трубопровода, свободных от повреждений покрытия. Из уравнения 1 следует, что величины $U_{\text{вкл}}(a)$ и $U_{\text{т вкл}}(a)$ для изменяющихся а (различное местонахождение) изменяются на одинаковую величину. Изменение местонахождения потенциала включения указывает на местные воронки напряжения тех повреждений покрытия, которые ближе описываются воронками напряжений $U_{\text{т}}$.

Группа б)

В группе б) анализируются воронки напряжений ($U_{\text{т}}$) при условиях, описанных в разделе 4.1 (для повреждений круглой формы).

Анализ воронок напряжения $U_{\text{т}}$ вместе с потенциалом выключения помогает принять решение о том, необходимо ли исправлять повреждение или нет. Затем, производя сравнение с ранее полученными результатами интенсивных измерений, получают сведения о том, не возникли ли новые повреждения. Они

могли возникнуть в результате неизвестного постороннего воздействия на трубопровод.

Группа в)

Следующей целью является анализ в группе в). Он дает представление о состоянии поляризации на месте, с учетом омического падения напряжения (доля IR), вызванного уравнительными токами.

В разделе 3 описывается, как можно выделить долю IR путем вычислений. На рис. 1 в качестве примера приводятся величины, при которых вычисленный потенциал повреждений покрытия без омической составляющей $U_{\text{безIR}}$ более не соответствует критерию защиты.

3. Потенциал без составляющей омического падения напряжения на границе фаз труба/земля

Плотность защитного тока в местах повреждения покрытия неодинакова по причине различий грунтов по удельному сопротивлению и повреждений покрытия по величине. Поэтому места повреждения покрытия имеют разную поляризацию. Для проведения измерений в системе коррозионной защиты защитный ток на короткое время прерывают. Во время этого кратковременного отключения защитного тока в трубопроводе протекают уравнительные токи, обусловленные различной степенью поляризации мест повреждений покрытия от повреждения с более положительной степенью поляризации в сторону повреждения покрытия с более отрицательной поляризацией. Там они вытекают из трубы и через грунт возвращаются обратно к более положительно поляризованному повреждению. При этом они вызывают омические падения напряжения в фунте, которые нельзя выделить при измерении потенциалов труба/земля (рис. 1). На существование этих падений напряжений указывают градиенты потенциалов (воронки напряжения в фунте) $\Delta U_{\text{выкл}}$, измеряемые на участке повреждений покрытия двумя электродами сравнения (см. рис. 2).

На трубопроводах с хорошим покрытием, насчитывающим небольшое количество повреждений и, как результат этого, контактов между стальной поверхностью трубы и окружающим фунтом, по градиентам потенциалов (замеренных в фазе включения и выключения катодных станций), и потенциалов

включения и выключения можно судить о величине повреждений покрытия Это суждение имеет силу лишь в том случае, если можно принять, что повреждение покрытия имеет форму окружности.

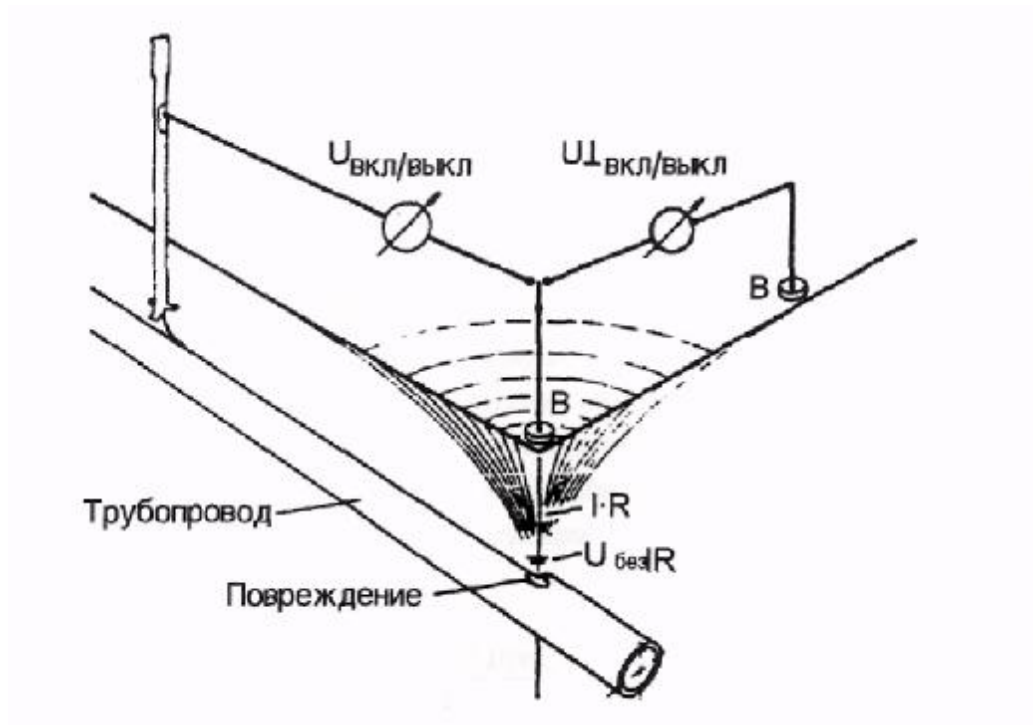


Рис. 2. Измерения падения напряжения в фунте при помощи электродов сравнения над и вертикально к трубопроводу

Вертикальные падения напряжений пропорциональны соответствующим горизонтальным воронкам напряжений $U_{т\text{ вкл}}$ и $U_{т\text{ выкл}}$. Поскольку эти вертикальные падения напряжения нельзя измерить, то для определения величины потенциала без составляющей омического падения напряжения их необходимо вычислить.

Вертикальным падениям напряжения соответствует $U_{вкл} - U_{без IR}$ и $U_{выкл} - U_{без IR}$.

отсюда при $U_{т\text{ ein}} = U_{т\text{ вкл}}$, $U_{т\text{ aus}} = U_{т\text{ выкл}}$ $U_{т\text{ IR-frei}} = U_{т\text{ без IR}}$

$$\frac{U_{\text{ein}}}{U_{\text{aus}}} = \frac{U_{\text{ein}} - U_{\text{IR-frei}}}{U_{\text{aus}} - U_{\text{IR-frei}}} \quad (2)$$

За исключением значения $U_{без IR}$ все эти значения можно измерить. Отсюда потенциал без составляющей омического падения напряжения равняется

$$U_{IR-frei} = U_{aus} - \frac{U_{\perp,aus}}{U_{\perp, ein} - U_{\perp, aus}} (U_{ein} - U_{aus}) \quad (3)$$

3.1 Посторонние падения напряжений в грунте

При наличии блуждающих токов (рис. 3), вызванных влиянием электрифицированных путей, работающих от постоянного тока, или влиянием посторонних катодных станций, часть тока рассматриваемого трубопровода не поступает в места повреждения покрытия. Несмотря на это, эти токи всё же вызывают в грунте падения напряжений, которые искажают результаты измерений. Чтобы в дальнейшем получить возможность вычислить потенциал без составляющей омического падения напряжения, нужно исключить эти падения напряжений, вычислив их математически. Это можно осуществить, измерив воронки слева (links) и справа (rechts) от трубопровода и суммировав их. После подстановки соответствующих значений для вычисления градиентов потенциалов получаем

3.1 Посторонние падения напряжений в грунте

При наличии блуждающих токов (рис. 3), вызванных влиянием электрифицированных путей, работающих от постоянного тока, или влиянием посторонних катодных станций, часть тока рассматриваемого трубопровода не поступает в места повреждения покрытия. Несмотря на это, эти токи всё же вызывают в грунте падения напряжений, которые искажают результаты измерений. Чтобы в дальнейшем получить возможность вычислить потенциал без составляющей омического падения напряжения, нужно исключить эти падения напряжений, вычислив их математически. Это можно осуществить, измерив воронки слева (links) и справа (rechts) от трубопровода и суммировав их. После подстановки соответствующих значений для вычисления градиентов потенциалов получаем

$$U_{\perp} = \frac{U_{\perp}(\text{links}) + U_{\perp}(\text{rechts})}{2} \quad (4)$$

Этот способ можно применить только тогда, если возникшее под влиянием блуждающих токов электрическое поле в зоне нахождения электродов сравнения в какой-то мере однородно (находится на существенном расстоянии от возбудителя блуждающих токов). В зоне блуждающих токов, подверженных изменениям в зависимости от времени, все данные измерений для математического вычисления необходимо снимать обязательно в одно время.

Этот способ можно применить только тогда, если возникшее под влиянием блуждающих токов электрическое поле в зоне нахождения электродов сравнения в какой-то мере однородно (находится на существенном расстоянии от возбудителя блуждающих токов). В зоне блуждающих токов, подверженных изменениям в зависимости от времени, все данные измерений для математического вычисления необходимо снимать обязательно в одно время

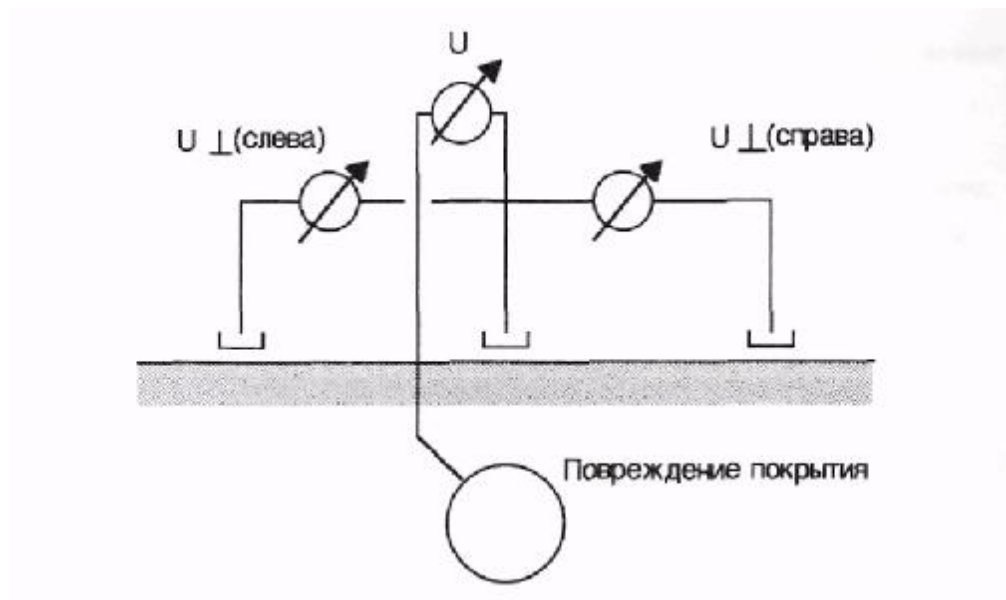


Рис. 3: Измерения для выделения падений напряжения в фунте, вызываемых блуждающими токами

Во избежание ошибок при определении величины воронки напряжения необходимо перед началом измерений измерить разницу электродов сравнения

4. Воронки напряжения

При помощи воронок напряжения, замеренных методом интенсивных измерений, можно установить местонахождение повреждений покрытия, вычислить потенциалы без омического падения напряжения в местах повреждения покрытия, выделить особенно значительные повреждения покрытия (воронки напряжения как один из критериев оценки), и наконец, можно дать оценку величины повреждений покрытия.

Относительно трех последних пунктов следует заметить, что границы их применения определяются условиями, существующими на соответствующих повреждениях покрытия.

В таблице 1 приводятся формулы расчётов для некоторых симметричных фигур.

При условии, что удельное сопротивление грунта ρ и ток I имеют во всех случаях одинаковое значение, следует отметить, что величина и форма графического изображения воронок напряжения ϕ_g определяется:

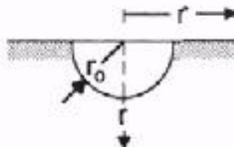
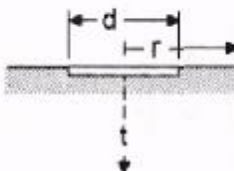
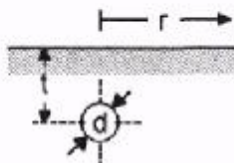
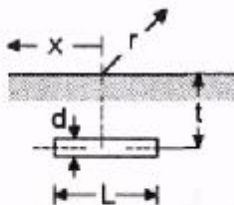
величиной напряжения ϕ_0 и
геометрией объекта

Чтобы увязать эти выводы с требованиями интенсивных измерений, мы должны заменить ток I на $I_{\text{вкл}}$ или $I_{\text{выкл}}$; напряжение ϕ_0 на напряжение ($U_{\text{вкл}} - U$ без IR) и напряжение ($U_{\text{выкл}} - U$ без IR) и, наконец, геометрию объекта на геометрию повреждения покрытия.

Для продолжения этих рассуждений, как и рассмотрения связи между воронками U_t (U_t вкл и U_t выкл) и ϕ_g , необходимо сначала определить геометрию повреждения покрытия.

В следующих разделах описаны два противоположных примера первый - наличие одного повреждения покрытия круглой формы, другой - пористое покрытие с наличием множества мелких равномерно распределенных пор.

Таблица 1 Формулы расчета для некоторых симметричных фигур (напряжение $\phi_0 = I R$)

Строка	Форма	Схема	Сопротивление растеканию	Примечания	Воронки напряжения
1	Полусфера Радиус r_0 Диаметр d		$R = \frac{\rho}{\pi d}$		$\phi_r = \phi_0 \frac{r_0}{r} = \frac{I \rho}{2 \pi r}$
2	Круглая пластинка Диаметр d Радиус r_0		$R = \frac{\rho}{2d}$	Поверхность Глубина	$\phi_r = \frac{2}{\pi} \phi_0 \arcsin\left(\frac{r_0}{r}\right)$ $\phi_t = \frac{2}{\pi} \phi_0 \arctan\left(\frac{r_0}{r}\right)$
3	Шар Диаметр d Глубина заложения t		$R = \frac{\rho}{2 \pi} \left(\frac{1}{d} + \frac{1}{4t} \right)$	$t \gg d$	$\phi_r = \frac{I \rho}{2 \pi \sqrt{t^2 + r^2}}$
4	Протяженный анод Длина L Диаметр d Глубина заложения t		$R = \frac{\rho}{2 \pi L} \ln\left(\frac{L^2}{td}\right)$	$d \ll L$ $t \ll L$	$\phi_r = \frac{I \rho}{2 \pi L} \ln \frac{\sqrt{t^2 + r^2 + \left(\frac{L}{2}\right)^2} + \frac{L}{2}}{\sqrt{t^2 + r^2 + \left(\frac{L}{2}\right)^2} - \frac{L}{2}}$ $\phi_x = \frac{I \rho}{2 \pi L} \ln \frac{\sqrt{t^2 + \left(x + \frac{L}{2}\right)^2} + x + \frac{L}{2}}{\sqrt{t^2 + \left(x - \frac{L}{2}\right)^2} + x - \frac{L}{2}}$
5	Протяженный анод		$R = \frac{\rho}{2 \pi L} \ln\left(\frac{2L}{d}\right)$	$t \gg L$	

4.1 Повреждения покрытия круглой формы

Повреждение покрытия имеет радиус r о. При достаточно большом удалении в сравнении с диаметром трубы повреждение покрытия можно рассматривать как точечный источник. Для него следует строка 3 из таблицы 1 для потенциала на поверхности земли:

$$\varphi(x) = \frac{I \rho}{2 \pi \sqrt{t^2 + x^2}} \quad (5)$$

Здесь t - глубина залегания повреждения покрытия в фунте, приблизительно соответствующей средней глубине заложения, x - боковое расстояние от электрода сравнения, установленного на поверхности, до центра трубы, I - ток $I_{вкл}$ и $I_{выкл}$, а ρ - удельное сопротивление фунта. Для измерения воронок напряжения с расстоянием x между электродами сравнения из уравнения 5 следует

$$U_{x \pm} = \varphi_{(x=0)} - \varphi_{(x)} = \frac{I \rho}{2 \pi} f_{(x,t)} \quad (6a)$$

$$f_{(x,t)} = \frac{1}{t} - \frac{1}{\sqrt{t^2 + x^2}} \quad (6b)$$

В уравнениях 6a и 6b представлен вид воронок напряжения $U_{т \text{ вкл}}$ и $U_{т \text{ выкл}}$ на местах. Однако на практике на эти воронки чаще всего накладываются независимые от токов $I_{вкл}$ и $I_{выкл}$ разности воронок напряжения, вызываемые посторонними токами или погрешностями электродов. По этой причине интерес вызывает не столько величина самих $U_{т \text{ вкл}}$ и $U_{т \text{ выкл}}$, сколько разность этих величин, разность воронок напряжения $\Delta U_{т}$.

4.1.1 Разность воронок напряжения

Для разности воронок напряжения $\Delta U_{т}$ верно: $\Delta U_{т} = U_{т \text{ вкл}} - U_{т \text{ выкл}}$. Однако, чтобы описать разность воронок напряжения, чаще всего принимается, что $\Delta U_{т} = U_{т \text{ вкл}}$, то-есть в первом приближении считают, что $U_{х \text{ выкл}} = 0$; $I_{выкл} = 0$ и $U_{выкл} = U_{\text{без IR}}$.

И наоборот, для случая, когда необходима величина $U_{\text{л-вкл}}$ (как описывается[^] ниже при определении величины повреждений покрытия), чаще принимается, что $U_{\text{твкл}} = U_{\text{т}}$.

Итак, в этом случае при вычитании $U_{\text{т-вкл}}$ величина $U_{\text{т-вкл}}$ включает в себе и долю $I R$ уравнительного тока. Но поскольку, конечно, величина $U_{\text{т-вкл}}$ намного меньше, чем $U_{\text{л-вкл}}$, то погрешностью, возникающей в расчете, можно пренебречь.

4.1.2 Величина повреждения покрытия

Сопротивление распространению повреждения покрытия приблизительно равно сопротивлению круглой пластины в полусфере. Соответственно строке 2 в таблице 1

$$R = \frac{\rho_0}{4r_0} \quad (7)$$

Здесь ρ_0 - удельное сопротивление фунта в зоне вблизи повреждения покрытия, которое вовсе не обязательно должно соответствовать среднему сопротивлению грунта ρ в равенстве 5. В зоне повреждения покрытия

$$U_{\text{вкл}} - U_{\text{выкл}} = R I \quad (8)$$

$$U_{\text{ein}} - U_{\text{aus}} = R I \quad (8)$$

Тогда из равенства 6а и 8 следует

$$r_0 = F_{(x,t)} \frac{\rho_0}{\rho} \frac{U_{x,t}}{U_{\text{ein}} - U_{\text{aus}}} \quad (9a)$$

$$F_{(x,t)} = \frac{\pi}{2f_{(x,t)}} = \frac{\pi}{2} \frac{t\sqrt{t^2 + x^2}}{-t + \sqrt{t^2 + x^2}} \quad (9b)$$

На практике принимают, что $\rho = \rho_0$. Если фунт в зоне вблизи повреждения покрытия имеет более низкое сопротивление распространению, то $\rho < \rho_0$

определяется как завышенное. Если же повреждение покрытия находится значительно глубже, чем установленная средняя глубина залегания трубы, то p о определяется как заниженное. Если имеется много повреждений покрытия с наложенными воронками напряжения, то $U_{\text{вкл}} - U_{\text{выкл}}$ будет больше, и p о будет рассчитано как слишком малое.

При помощи равенства 9 можно получить обширную информацию о повреждениях покрытия. Но в качестве общего представления достаточно рассмотреть одну лишь разность ΔU т.

4.2 Пористое покрытие

Точно так же, как в случае одной крайности - наличия единственного повреждения покрытия - принимают, что имеется только одно (симметричное) кругообразное повреждение, в рассматриваемом здесь другом крайнем случае пористого покрытия предполагается, что повреждения покрытия распределяются равномерно и образуется симметричное поле. Как описано выше, существует возможность определить величину повреждений покрытия круглой формы. При пористом покрытии следует рассматривать его как поверхность полностью непокрытую (полностью пористую поверхность). Далее можно сказать, что при пористом покрытии определение потенциала без омической составляющей, как это описано в разделе 3, более невозможно, поскольку предпосылка для такого вывода - трубопровод с безупречным покрытием и наличием лишь нескольких выделяющихся повреждений - не подходит. В последующих абзацах приводятся формулы для вычисления U без IR и вытекающие из них формулы для вычисления потенциала без омического падения напряжения и величины площади без покрытия.

4.2.1 Воронки потенциалов

Для цилиндра с диаметром d по рис. 4 справедливы отношения:

$$\varphi_3 - \varphi_2 = \Delta U_x = \frac{Jd\rho}{2} \ln \frac{x^2 + t^2}{t^2} \quad (10)$$

$$\varphi_2 - \varphi_1 = U_{IR} = \frac{Jd\rho}{2} \ln \frac{t}{d} \quad (11)$$

Здесь t - глубина залегания повреждения покрытия в фунте, которая приблизительно соответствует средней глубине трубы, x - боковое расстояние от электрода сравнения, установленного на поверхности грунта, до центра трубы, J - плотность тока, а ρ - удельное сопротивление фунта

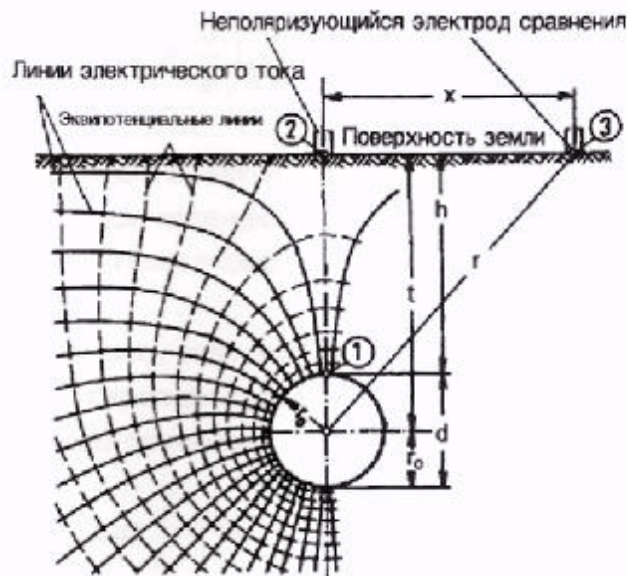


Рис. 4: Цилиндрическое поле в фунте вокруг трубопровода без покрытия

Этой формулой может быть описано распределение поля, т.е. протяженность воронок напряжения U_t вкл или U_t выкл на местности.

Чтобы исключить посторонние напряжения в фунте, как описано в абзаце 4.1.1, принимается, что $U_t \text{ вкл} = U_t$

4.2.2 Потенциал без омической составляющей пористого покрытия

В противоположность к конфигурации поля по уравнению 5 для покрытия с несколькими повреждениями в рассматриваемых здесь уравнениях для трубопроводов с пористым покрытием принимается, что сопротивление фунта не зависит от места. Для экстремального случая, когда трубопровод не имеет покрытия и при пренебрежении омического поляризационного сопротивления

имеется расстояние $x = a$, при котором оба падения напряжения в уравнениях 10 и 11 равны:

$$\Delta U_{\perp} = U_{\perp \text{ein}} - U_{\perp \text{aus}} = \Delta U_{IR} = \Delta U_a \quad (12)$$

Из уравнений 10 и 11 следует при земляной насыпи $h = t - \frac{d}{2}$:

$$a = t \sqrt{\frac{t}{d} - 1} = \left(h + \frac{d}{2} \right) \sqrt{\frac{h}{d} - \frac{1}{2}} \quad (13)$$

При помощи этой величины для a можно определить ΔU_a посредством измерения воронки. Тогда для потенциала без омического падения напряжения следует $U_{\text{безIR}} = U_{\text{вкл}} - \Delta U_a$.

Но это отношение теряет силу, если имеются омические падения напряжения на поверхности трубы в покровном слое или в пористом покрытии. Тогда вместо уравнения 12 верно отношение:

$$\Delta U_{\perp} = U_{\perp \text{ein}} - U_{\perp \text{aus}} = \Delta U_a + (\Delta U_u - \Delta U_{uo}) \quad (14)$$

Здесь ΔU_u - омическое падение напряжения в порах покрытия, причем вычитание ΔU_{uo} учитывает крайность отсутствующего покрытия. ΔU_{uo} соответствует омическому падению напряжения среды в зоне покрытия. Для обеих этих величин по закону Ома следует

$$J = \Delta U_u \frac{\Theta}{\rho s} = \Delta U_{uo} \frac{1}{\rho s} \quad (15)$$

Здесь s - толщина покрытия, а Θ - степень пористости (отношение суммы площадей поперечного разреза пор к поверхности трубопровода).

4.2.3 Величина площади без покрытия

Из уравнения 14 и 15, где $U_{IR} = \Delta U_a$, следует

$$\Theta = \frac{\Delta U_a}{\Delta U_a + (\Delta U - \Delta U_a) \frac{\rho d \ln(t/d)}{\rho_0 2s}} \quad (16)$$

Таким образом, если известна толщина слоя s , то можно определить степень пористости Θ , т.е. площади без покрытия. При этом принимается, что $\rho = \rho_0$.

Применение изолирующих соединений

	Стр
1 Введение	2
2 Различия способов защиты территории станций и магистральных трубопроводов	2
3 Место установки изолирующих соединений	4
4 Виды изолирующих соединений	4
5 Контроль за изолирующими соединениями	6
5.1 Внутренний контакт	7
5.2 Непосредственный наружный контакт	7
5.3 Опосредствованный наружный контакт	7

1. Введение

В Западной Европе целью катодной защиты от коррозии является исключение опасности коррозии. Опасность коррозии исключается, если в каждой точке выполняется критерий принятого защитного потенциала

Чтобы можно было убедиться, что критерий защиты достигнут, необходимы как минимум измерения потенциала выключения и все же в некоторых случаях посредством измерения потенциала выключения невозможно сделать безошибочный вывод о возможности коррозии. В общем случае это касается мест, где имеются контакты с посторонними объектами. Самым первым ярким примером в этой связи являются компрессорные станции.

Другим ярким примером являются места, в которых существуют технологические соединения с другими трубопроводными системами (например, газораспределительные станции). Здесь также в соответствии со стандартом устанавливаются изолирующие соединения независимо от того, установлена ли на постороннем сооружении катодная защита или нет. Таким образом достигается независимость от третьих как относительно надежности эксплуатации (достижение критерия защиты), так и относительно проведения измерений (причем все установки защиты, подключенные к системе защиты, оснащаются прерывателями).

2. Различия способов защиты территории станций и магистральных трубопроводов

В отношении катодной защиты от коррозии системы газотранспортных газопроводов состоят в принципе из двух отличающихся друг от друга компонентов (с одной стороны из магистральных газопроводов, с другой из компрессорных или распределительных станций и замерных узлов). В принципе подземные трубопроводы на площадках станции также должны быть защищены от коррозии, но в интересах экономичности эксплуатации здесь необходимо применить другой метод, чем на магистральном газопроводе.

В зоне компрессорных станций в непосредственной близости друг от друга проложены стальные трубопроводы с покрытием, армированные кабели,

сооружения из железобетона. Все эти конструктивные элементы имеют друг с другом металлопроводные контакты. Из-за большой площади железобетонные конструкции имеют очень низкое сопротивление растеканию, кроме того, они представляют собой повышенную коррозионную опасность для стальных трубопроводов, поскольку имеют значительно более положительный естественный потенциал, чем сталь в фунте. Таким образом, ток вытекает в местах повреждения покрытия из трубопровода и натекает на железобетонные конструкции с более положительным потенциалом, а стекание тока ведь равнозначно выносу металла (коррозия).

Чтобы снизить коррозионную опасность или избежать её, устанавливается катодная защита от коррозии. Поскольку сопротивление растеканию железобетонных сооружений очень низкое, то большая часть защитного тока поступает не на защищаемые повреждения покрытия трубопровода, а на находящиеся вне опасности железобетонные сооружения. Этим обуславливается, что достаточная степень поляризации всех повреждений покрытия трубопровода может быть достигнута лишь с большими затратами. Поэтому в таких зонах применяют способ локальной защиты от коррозии. Целью этого метода является не полное исключение коррозии на всех повреждениях покрытия, а избежание возникновения вышеуказанных особо опасных коррозионных элементов между железобетоном и сталью в грунте. Особую опасность на основании вышеописанных условий представляют собой повреждения покрытия трубопровода, находящиеся в непосредственной близости от железобетонных сооружений. Поэтому аноды размещают в непосредственной близости этих зон приближения. Они повышают потенциал близлежащего фунта относительно нейтральной земли и препятствуют, таким образом, образованию описанных коррозионных элементов.

Катодная защита транспортных газопроводов от коррозии, в противоположность вышеописанному способу локальной катодной защиты, имеет целью понизить потенциал всех стальных поверхностей в местах повреждений покрытия трубопроводов через натекающий защитный ток настолько, чтобы они были достаточно защищены от коррозии. Это возможно при допустимых затратах, если от катодных станций поступает достаточно защитного тока, а повреждения покрытия не превышают определённую величину.

Металлопроводным контакт между двумя или несколькими сооружениями/трубопроводами, защищаемыми по этим двум совершенно

различающимся методам защиты, вызывает в отдельных случаях проблемы. Эти проблемы возникают в связи с тем, что при относительно хорошо защищенных трубопроводах потенциал компрессорных станции по причине их низкого сопротивления растеканию невозможно снизить до такого же уровня, как на транспортном газопроводе, поэтому часть защитного тока, производимого для транспортного газопровода установками защиты вдоль трассы, поступает на компрессорную станцию. Поэтому требуется устанавливать на трассе установки защиты, необходимость в которых отпала бы при установке изолирующих соединений. Кроме того, часто непосредственно в зоне компрессорных станций невозможно достичь достаточной защищенности трубопроводов.

3. Место установки изолирующих соединений

В основном можно сказать, что изолирующие соединения следует устанавливать там, где транспортный газопровод выходит с территории станции. Чтобы наиболее точно определить самое выгодное место для установки изолирующих соединений, необходимо детально изучить место установки объектов.

Оптимизация места установки должна свести до минимума влияние объектов друг на друга и все же нельзя полностью исключить взаимное влияние. Поэтому необходимо обеспечить на транспортных газопроводах непрерывную работу катодных станций.

4. Виды изолирующих соединений

Существует принципиально два вида изолирующих соединений: изолирующий фланец и изолирующая муфта. В случае изолирующих фланцев речь идёт о фланце, подготовленном особым образом для установки на нём не проводящих электричество уплотняющих материалов и изолирующих втулок. Они предназначены только для наземной установки. При установке фланца в зоне, подверженной опасности взрыва, на изолирующем фланце необходимо установить искро разрядник (смотри рис. 1).

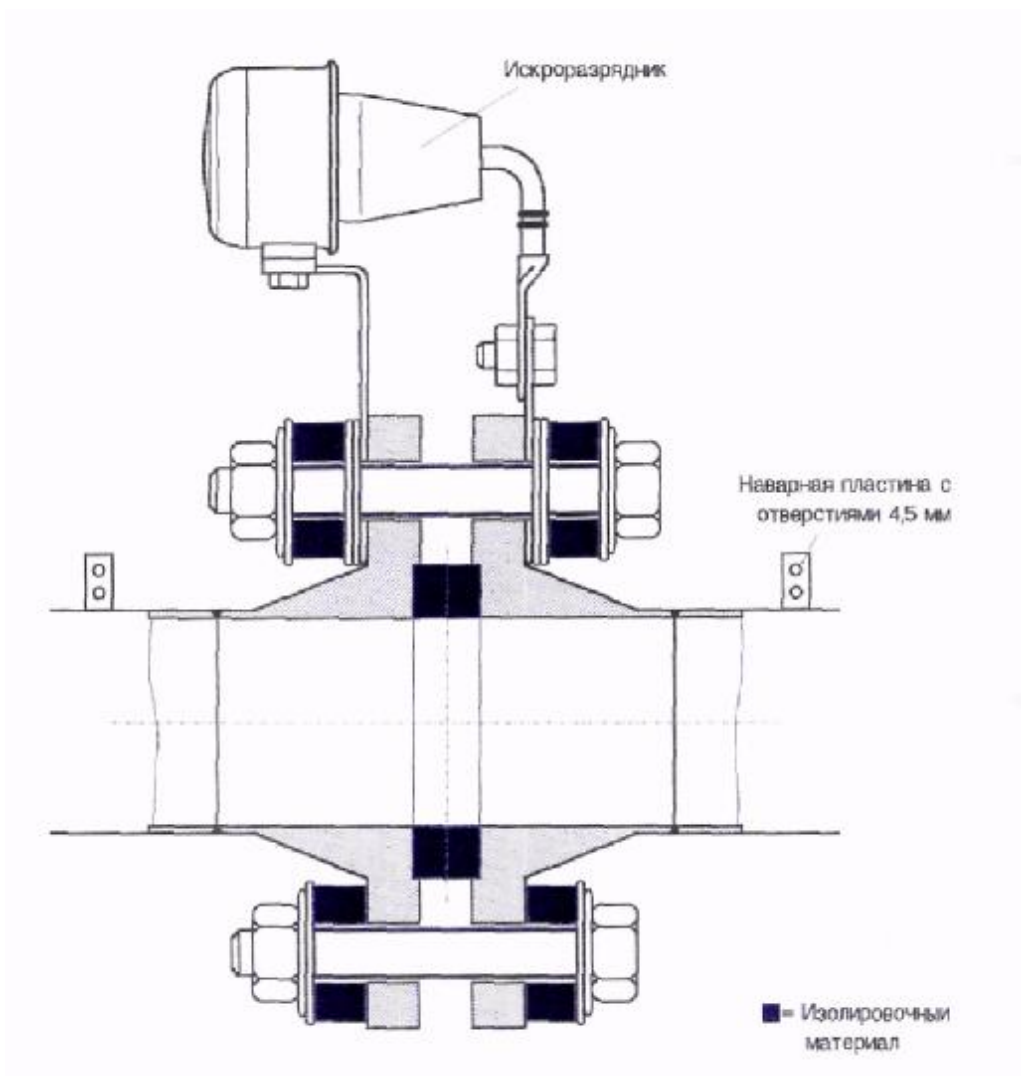


Рис. 1: Изолирующая фланцевая пара после установки, с двумя приваренными концами трубы оснащенная искро разрядником и двумя наварными пластинами (для измерений ЭХЗ)

Изолирующие муфты - это узлы, изготовленные в заводских условиях, представляющие собой одно целое, у которых, несмотря на то, что соединение обеих сторон имеет вид прочного сцепления, металлический контакт исключается из - за заливки их специальной массой (смотри рис, 2). Эти изолирующие муфты подходят для установки на подземных газопроводах, не вызывая проблем. Кроме того, их механическая стабильность намного превышает стабильность изолирующего фланца, так что западные специалисты в настоящее время применяют почти исключительно изолирующие муфты

В Германии изолирующие соединения производятся для давлений до 100 бар и диаметром до 1200 мм.

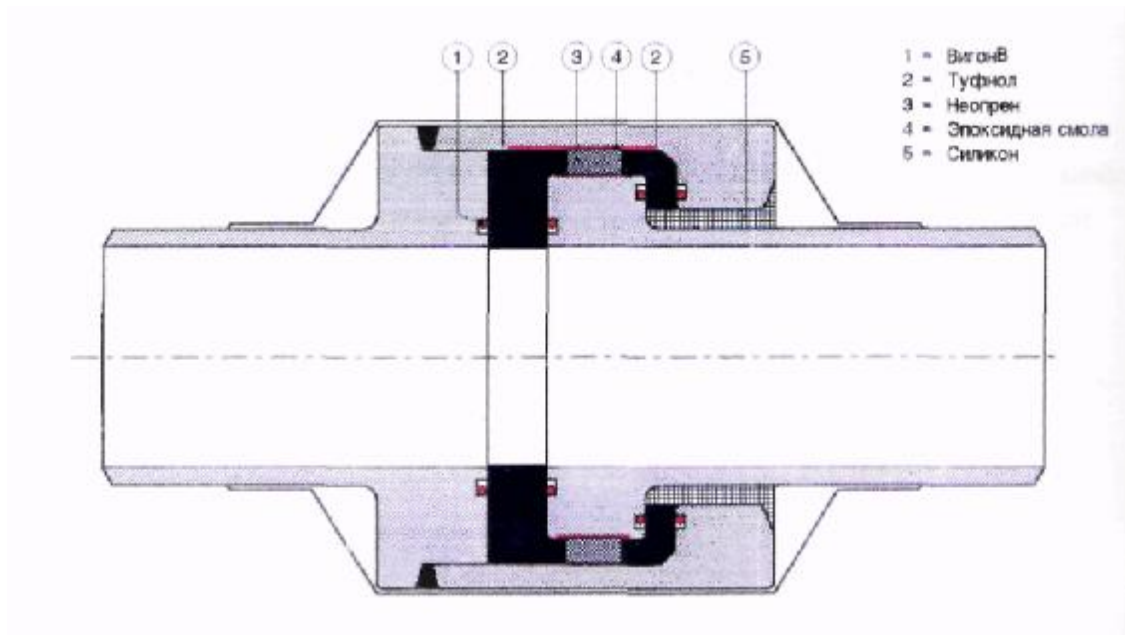


Рис. 2 Изолирующий стык Конструкция, отвечающая самым высоким требованиям, специально для больших диаметров и высоких давлений

5. Контроль за изолирующими соединениями

Для надёжной эксплуатации системы защиты от коррозии недостаточно установить изолирующие соединения, наоборот, необходим регулярный контроль их функциональной дееспособности в период эксплуатации в отношении электрического разъединения. Для этого на изолирующих стыках как на защищенной, так и на незащищенной стороне необходимо припаять кабели, которые следует вывести на контрольно - измерительный пункт. В Западной Европе на изолирующих фланцах специальные КИПы не устанавливают. Чтобы можно было провести измерения, на защищенной и незащищенной стороне предусматривают по одной наварной пластине с двумя просверленными отверстиями 0 4,5 мм (см. рис. 1). Если обнаружен контакт, то необходимо незамедлительно установить место контакта и устранить причину его. Изолирующие соединения могут переключаться различным образом.

5.1 Внутренний контакт

Металлические тела, (например, сварочные электроды или окалины), оставшиеся в трубопроводе после строительства, переносятся потоком газа и оседают прямо над изолирующим материалом.

Этот дефект случается особенно на изолирующих соединениях, установленных горизонтально.

5.2 Непосредственный наружный контакт

Изолирующие соединения, установленные наземно, могут случайно перемкнуться находящимися в непосредственной близости от изолирующих вставок металлическими посторонними предметами, к примеру, кусками металла или проволоки. У изолирующих фланцев существует возможность того, что изолирующие втулки болтов могут разрушиться вследствие воздействия механических сил, в результате чего возникает контакт.

5.3 Опосредствованный наружный контакт

Изолирующее соединение может перемкнуться в результате того, что какая либо металлическая часть коммуникации (например, оболочка кабеля) имеет металлический контакт с магистральным трубопроводом и станцией запланировано или внепланово.

**Обнаружение дефектов при помощи постоянного тока
и измерение постороннего влияния**

Д. Весслинг

Обнаружение дефектов при помощи постоянного тока и измерение постороннего влияния. Д. Весслинг.

Катодная защита объекта от коррозии лишь тогда достигает цели, когда выполняются два основных требования. Во-первых, это ограничение площади между металлом и окружающим раствором электролита, во-вторых, достаточно низкоомное соединение всех защищаемых поверхностей с защитной установкой.

Первое условие может быть подвергнуто сомнению из-за недостаточно высокого качества покрытия защищаемого объекта или вследствие наличия контакта сооружения с посторонними подземными сооружениями, не имеющими катодной защиты. Для выполнения второго условия необходимо, чтобы все объекты, включение в систему защиты, были соединены низкоомно и имели токопроводящие контакты.

Если одно из вышеназванных условий не выполняется, то следует установить причину этого.

1. Локализация подземных контактов с объектами, имеющими низкое сопротивление растеканию

Системы защиты от коррозии должны быть так организованы, чтобы защитного тока было достаточно для обеспечения защиты на всех контрольных пунктах. Для этого необходимо, чтобы электрическая цепь всех трубопроводов была отсоединена на компрессорных и газораспределительных станциях при помощи изолирующих фланцев от сооружений с низким сопротивлением растеканию и чтобы не было контактов между защищаемым объектом и другими подземными сооружениями. Насколько серьёзные последствия имеет нарушение этого условия для системы защиты от коррозии, видно по соотношению сопротивлений растеканию между защищаемым объектом и посторонним сооружением. Так, например, контакт трубопровода, имеющего хорошее покрытие, с посторонним объектом с высоким сопротивлением растеканию ведёт к недопустимому повышению потенциала в фазе включения, а на трубопроводах с плохим покрытием, напротив, такие контакты могут остаться незамеченными.

Для установления местонахождения контактов с посторонними объектами необходимо проводить измерения тока в трубе. Поэтому здесь сначала рассматривается точная схема оборудования пункта измерения тока в трубе.

Такой пункт состоит в основном из четырёх кабелей, которые подсоединяются к трубопроводу попарно на расстоянии друг от друга (смотри рис. 1).

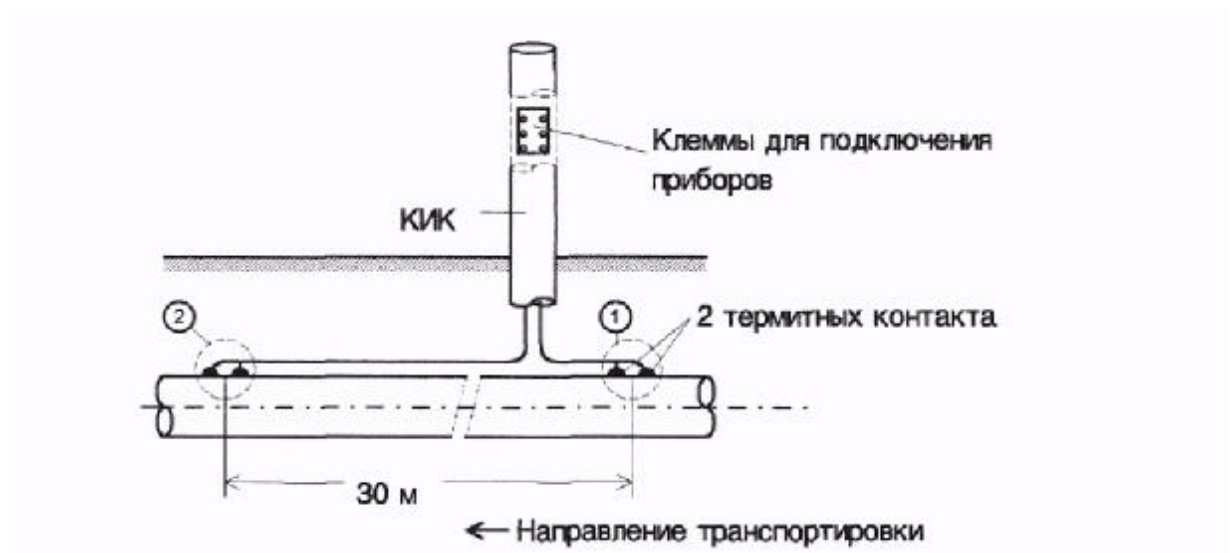


Рис. 1: Пункт измерения тока в трубе

На рис. 2а показано, как происходит выбор участка для измерений посредством подачи электрического тока. Ток подаётся через два кабеля. Он вызывает падение напряжения на трубопроводе, и его можно измерить при помощи двух других кабелей. Такое четырёх полюсное измерение позволяет установить, что в уравнении

$$R_1 = \frac{\Delta U}{\Delta I} \quad (1)$$

остается только сопротивление трубопровода. Падение напряжения в токопроводящих кабелях контрольно-измерительного пункта элиминируется. Во избежание постороннего влияния, вызываемого другими токами, протекающими по трубопроводу, и напряжениями, вызываемыми вследствие контактов с другими объектами, необходимо включить и отключить источник тока и ввести в формулу вычисления ΔU . В принципе для установки пункта измерения тока в трубе и связанного с ним определения сопротивления подходит любая длина трубопровода. Но в настоящее время чаще всего эта длина составляет 30 м. Кроме того, длина

всегда должна превышать диаметр трубопровода в несколько раз, чтобы снизить до пренебрежимо минимального уровня влияние неоднородности поля в зоне нахождения измерительных контактов. Эти неоднородности полей уменьшаются вследствие того, что контакты подпитки а и d и контакты для измерения напряжения b и c находятся на достаточно большом расстоянии друг от друга

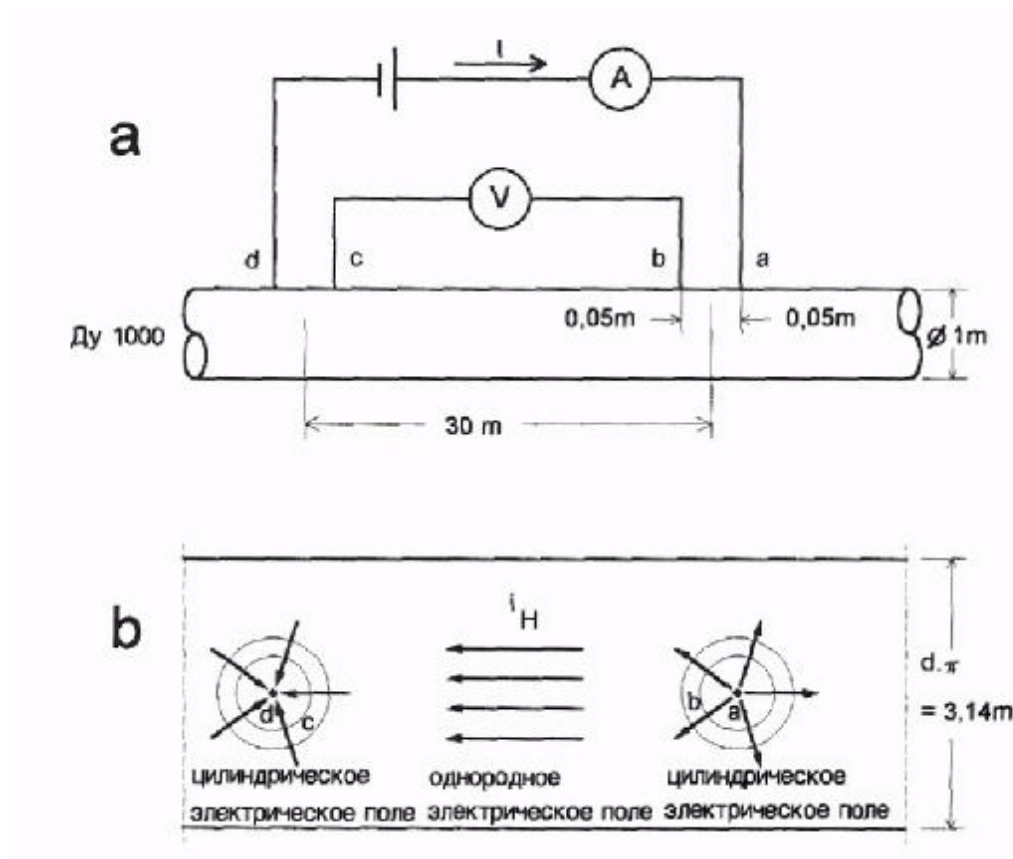


Рис. 2: Определение сопротивления на участке измерения тока, протекающего в трубе

а) принципиальная схема подключения, б) распределение поля на развёртке трубопровода

Изображённая на рис. 2b развёртка трубопровода на участке измерения тока в трубе показывает, что вокруг контактов измерения а и d, служащих для подачи тока, в радиусе величиной

$$r = \frac{D\pi}{2}$$

электрическое поле выглядит почти как цилиндр, в котором плотность тока имеет величину

$$i(r) = \frac{I}{2 \pi r d} \quad (2)$$

Подставим эту величину в формулу

$$U(r) = \rho \int_a^r i(r) dr \quad (3)$$

то получим

$$U(r) = \frac{I \rho}{2 \pi r d} \ln \frac{r}{a} \quad (4)$$

и

$$R(r) = \frac{\rho}{2 \pi r d} \ln \frac{r}{a} \Rightarrow R_r = \frac{\rho}{2 \pi r d} \ln \frac{r}{a} \quad (5)$$

- D: диаметр трубопровода,
- r: радиус (начало однородного поля, параллельного оси трубопровода),
- a: расстояние между контактами измерения а-б и с-й
- I: величина тока подпитки,
- ρ: удельное сопротивление стальной трубы,
- d: толщина стенки,
- L: длина участка измерения тока в трубе.

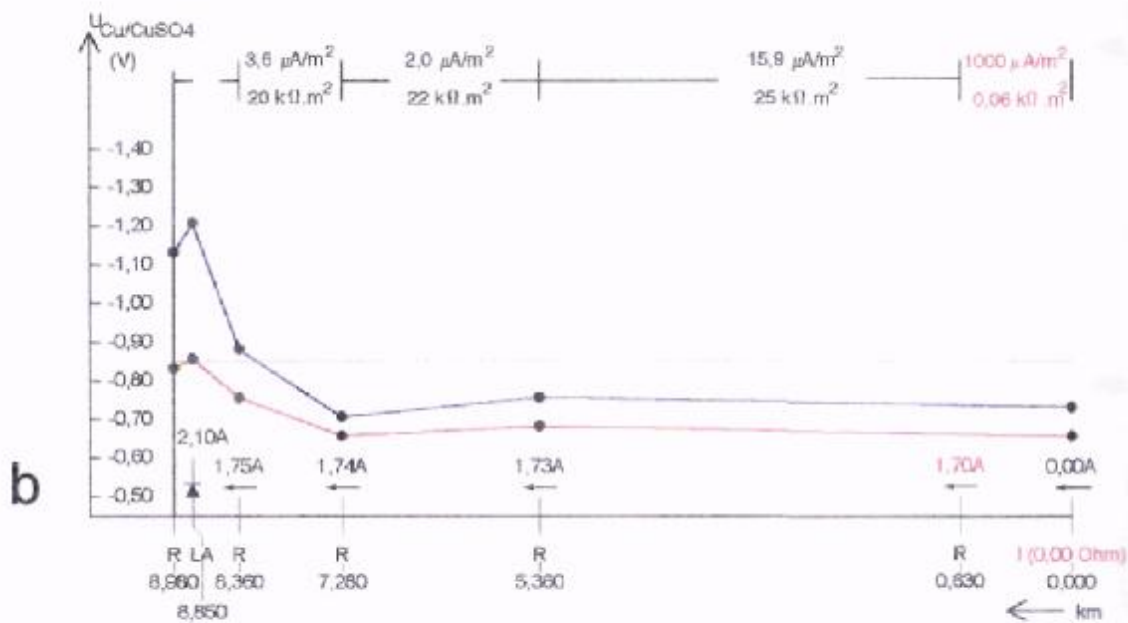
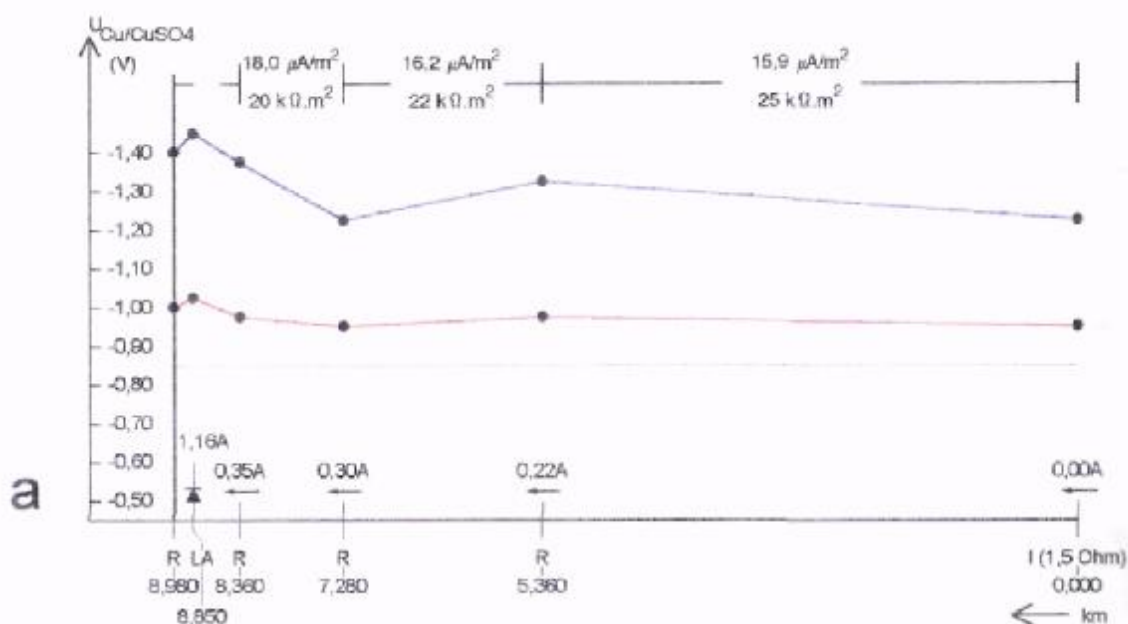
Отсюда следует, что величина общего сопротивления участка измерения тока в трубе равна

$$\begin{aligned} R &= 2R_r + R_H = \frac{2\rho}{2\pi d} \ln \frac{r}{a} + \frac{\rho(L - 2r)}{D\pi d} \\ &= \frac{\rho}{\pi d} \left(\ln \frac{r}{a} + \frac{L - 2r}{D} \right) \end{aligned} \quad (6)$$

где R_H - сопротивление в зоне однородного электрического поля.

С увеличением диаметра трубопровода D влияние ошибки увеличивается из-за цилиндрической конфигурации поля, так как величина r зависима от него.

Для трубопровода диаметром 1000 и принятом $r = 1$ м ошибка при применении схемы установки измерения тока в трубе на рис. 2а составит около 1%. Уменьшение расстояния до $a = 0,05$ м и длины до $L = 10$ м повышает величину ошибки до 10%.



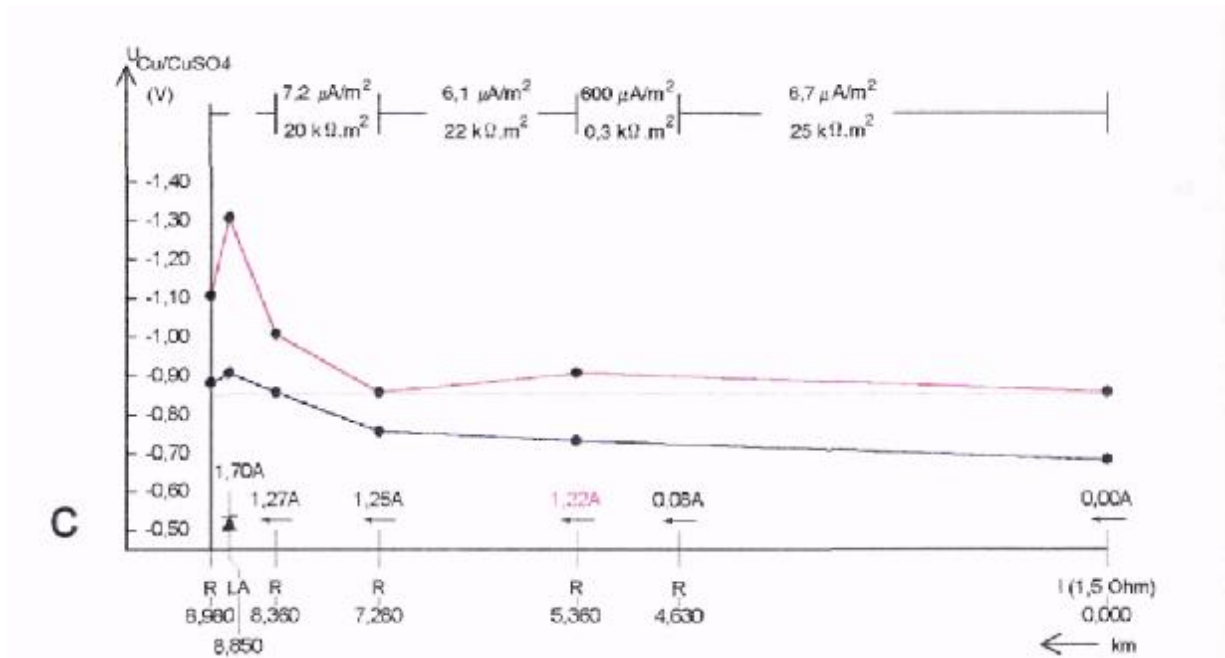


Рис. 3; а) График потенциалов катодно защищённого трубопровода, не имеющего повреждений в системе защиты
 б) график потенциалов при наличии дефектов в зоне изолирующего фланца
 в) график потенциалов при наличии контакта с системой, имеющей низкое сопротивление растеканию

Установив согласно схеме, указанной на рис. 2а, пункт измерения тока в трубе, можно с достаточной точностью вычислить величину продольного сопротивления на этом участке по формуле:

$$R' = \frac{\Delta U}{\Delta I L} \quad (7)$$

Результаты контрольных измерений указывают на наличие дефектов. Графики потенциалов и величины тока, изображенные на рис. 3 над длиной трубопровода, позволяют установить границы участка, где находится повреждение. На рис. 3б изображено повреждение на конце трубопровода (изолирующее соединение). Величина сопротивления

$R \approx 0 \Omega$ - измеренная на изолирующем соединении, может быть вызвана двумя причинами;

- 1) возникнуть в результате повреждения изолирующего соединения;
- 2) наличием металлопроводного контакта защищаемого объекта с незащищённой стороной постороннего объекта.

Чтобы выделить одну из этих причин, необходимо провести измерения согласно схемам, приведённым на рис. 4а и в. Для этого с целью создания временного пункта для измерений тока в трубе, кроме контактов на контрольно-измерительном пункте на изолирующем соединении (четырёх полюсном), необходимо как минимум иметь ещё хотя бы один контакт в нескольких метрах от изолирующего соединения. В случае, если поблизости нет возможности легко подключиться к имеющейся арматуре, то нужно раскопать трубопровод до верхней образующей точки, чтобы можно было прикрепить измерительные кабели. Затем определяется продольное сопротивление участка трубопровода, на котором измеряется величина тока в трубе, как было описано выше.

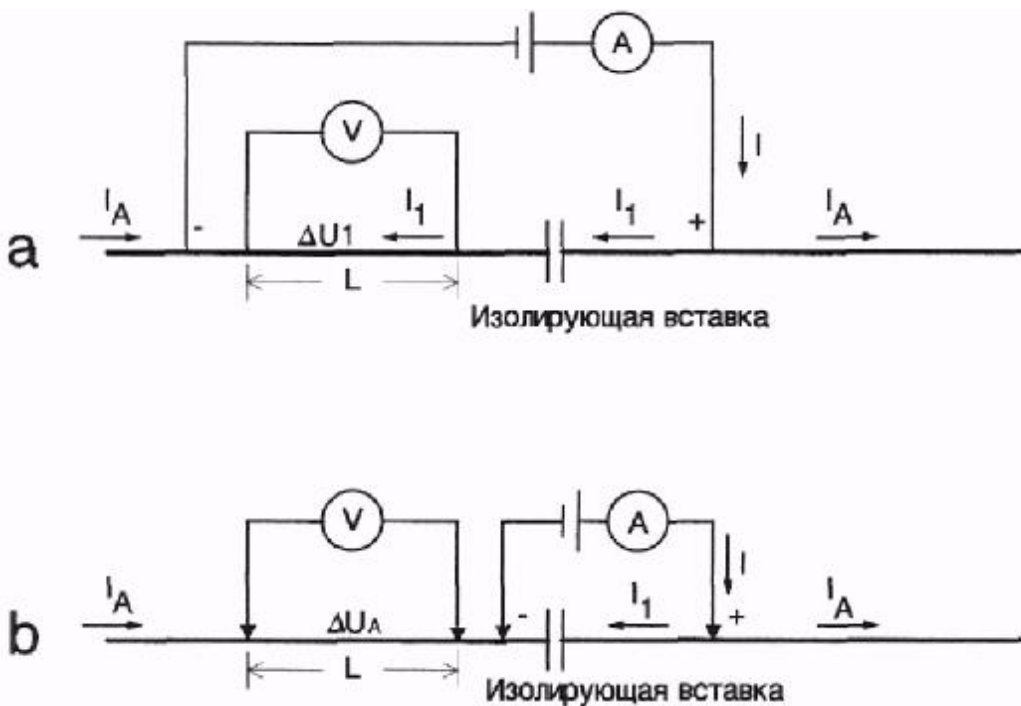


Рис. 4а и б: Проведение измерений для контроля эффективности изолирующего фланца

При наличии исправного изолирующего соединения ток $I_1 = 0$. $\Rightarrow \Delta U_1 = 0$.

Возможен и другой вариант измерения, по приведённой на рис. 4б схеме. Ток

$$I_A = \frac{\Delta U_A}{R' \cdot L} \quad (8)$$

должен соответствовать величине тока подпитки, что позволило бы обнаружить место контакта. Этого можно достичь, подключив ток по схеме, изображённой на

рис. 5, в которой изменения напряжения, обусловленные включением и отключением источника питания, изображены на участке измерения как ΔU_1 и ΔU_2 .

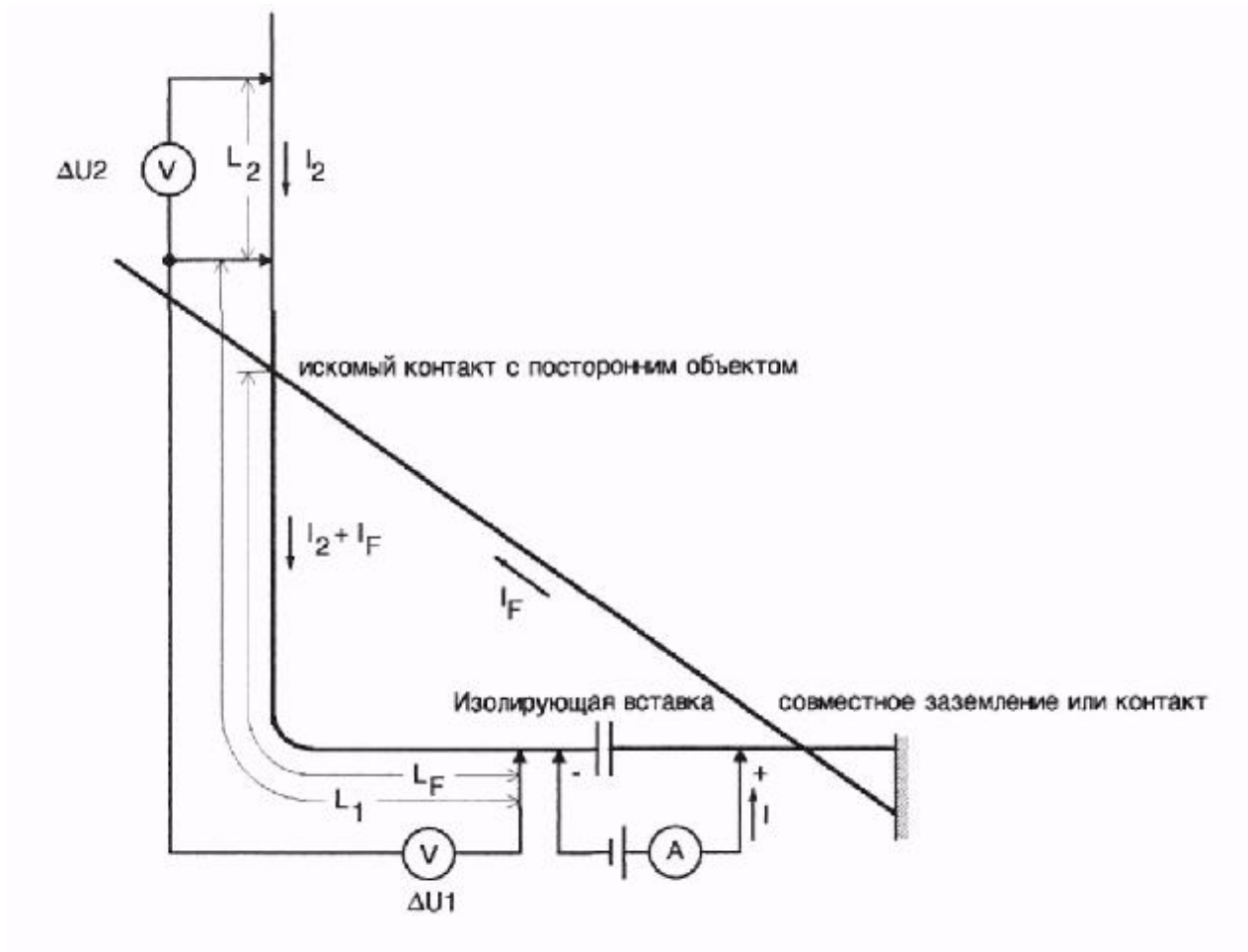


Рис. 5 Локализация дефекта при наличии перемыкания изолирующего фланца посредством пересечения с заземленным объектом

Перед началом измерений необходимо установить продольное сопротивление участка измерений.

Имея сопротивления R_1 и R_2 , замеренные на участках трубопровода длиной L_1 и L_2 , получим систему уравнений с тремя неизвестными:

$$\Delta U_1 = (I_2 + I_F) R_F + I_2 (R_1 - R_F) \quad (9)$$

$$\Delta U_2 = I_2 R_2 \quad (10)$$

$$I = I_2 + I_F \quad (11)$$

Если принять, что труба имеет на всех участках измерения одинаковую толщину стенки, тогда

$$R' = \frac{R_F}{L_F} = \frac{R_1}{L_1} = \frac{R_2}{L_2} \quad (12)$$

Преобразуем уравнение (12) для R_F , R_1 и R_2 и подставим их значения в равенства (9), (10), (11), тогда получим место дефекта

$$L_F = \frac{\Delta U_1 - \Delta U_2 \frac{L_1}{L_2}}{IR' - \frac{\Delta U_2}{L_2}} \quad (13)$$

Величиной тока, поступающего через покрытие трубопровода на участке $L_1 + L_2$, можно пренебречь. Это возможно здесь, как и в описанных далее измерениях по локализации дефектов в системе защиты, лишь тогда, если ток, поступающий на исследуемых участках через повреждения покрытия трубопровода, имеет пренебрежимо малую величину. Поэтому на трубопроводах с низким сопротивлением покрытия исследуемые участки должны быть небольшими

На изображённом на рис. 3с графике потенциалов плотность защитного тока на участке 4,630 - 5,360 км значительно выше, чем на других участках. Недостаточно высокий потенциал выключения объясняется очевидным наличием незапланированного контакта с посторонним подземным сооружением, не имеющим катодной защиты. Для более точной локализации места контакта необходимо измерить величину тока в трубе с гораздо меньшим расстоянием между точками измерений, установив временные пункты для измерения тока. С этой целью можно создать на кранах или контрольных трубках для обнаружения утечек газа временные контакты для измерений через контакты с поверхностью трубопровода. Когда таким образом район местонахождения контакта установлен более точно, можно попытаться, периодически включая и выключая защитный ток, более точно определить участок, где имеется контакт с посторонним объектом, потенциал которого при включении защитной установки становится более отрицательным. Когда такое сооружение

найденно, можно определить местонахождение контакта с помощью схемы подключения, изображённой на рис. 6.

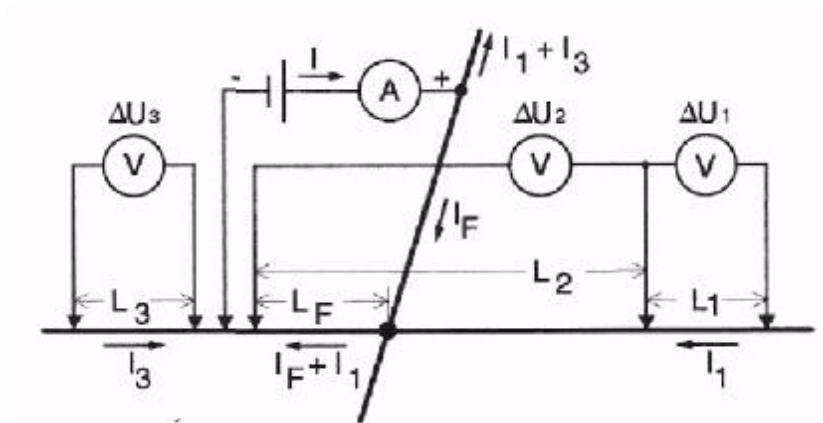


Рис. 6: Локализация дефекта при контакте с известным сооружением

Ток I , поступающий от источника напряжения, находящегося между посторонним сооружением и катодно защищённым трубопроводом, состоит из тока $I_1 + I_3$ и I_F . При этом ток I_F соответствует току, протекающему через точку контакта, в то время как I_1 и I_3 , соответственно, вытекают из постороннего трубопровода и поступают вновь в катодно защищаемый трубопровод через фунт за пределами исследуемых участков. Для исследуемых участков L_1 - L_3 , ограниченных, как видно на рис. 6, четырьмя временными контактами с трубопроводом, в дальнейшем принимается условие, что ток здесь не поступает. Тогда мы получаем систему уравнений с четырьмя неизвестными:

$$\Delta U_1 = I_1 L_1 R' \quad (14)$$

$$\Delta U_2 = I_1 (L_2 - L_F) R' + (I_1 + I_F) L_F R' \quad (15)$$

$$\Delta U_3 = I_3 L_3 R' \quad (16)$$

$$I = I_1 + I_F + I_3 \quad (17)$$

Решение этой системы уравнений ведёт к следующему уравнению (18):

$$L_F = \frac{\Delta U_3 L_1 - \Delta U_1 L_2}{I L_1 R' - \Delta U_1 - \frac{\Delta U_3}{L_3} L_1} = \frac{\Delta U_2 - \Delta U_1 \frac{L_2}{L_1}}{I R' - \frac{\Delta U_1}{L_1} - \frac{\Delta U_3}{L_3}} \quad (18)$$

Если же методом измерения потенциалов не удастся выделить границы постороннего сооружения, имеющего контакт с катодно защищаемым трубопроводом, то можно установить этот район при помощи схемы на рис. 7, при которой одна или несколько защитных установок периодически включаются и отключаются.

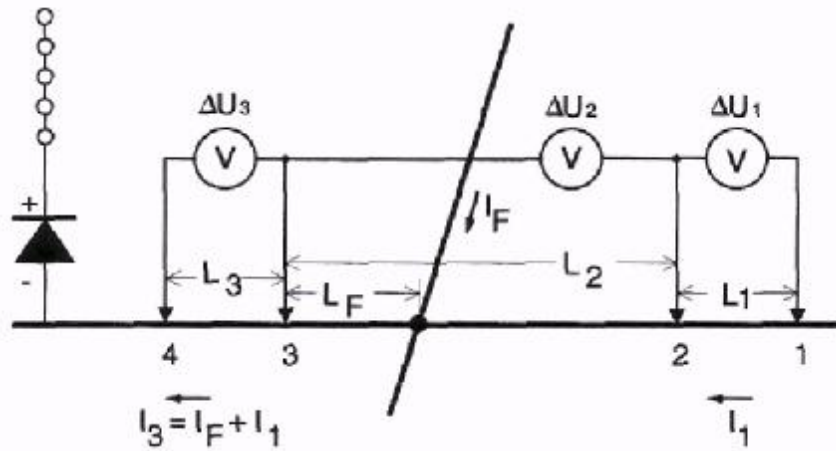


Рис. 7: Локализация дефекта при контакте с неизвестным сооружением

В этой схеме также исключается поступление тока в районе исследуемого участка. Ток, поступающий от защитных установок, делится на ток, поступающий в посторонний объект, и на ток, поступающий в защищаемый объект. Аналогично ранее приведённым примерам в результате имеем систему уравнений с тремя неизвестными, состоящую из равенств (14), (15) и (2)

$$\Delta U_3 = (I_1 + I_F) L_3 R' \quad (19)$$

Таким образом, L_F равна

$$L_F = \frac{\Delta U_2 - \frac{\Delta U_1}{L_1} L_2}{\frac{\Delta U_3}{L_3} - \frac{\Delta U_1}{L_1}} \quad (20)$$

2. Локализация контактов на кожухах

Задачей патронов является защита транспортного трубопровода от нежелательных механических воздействий. Для этого в настоящее время транспортные трубы отцентровываются в кожухах с применением электрически изолированных фиксирующих элементов. Металлопроводящие соединения между транспортным трубопроводом и кожухом могут подвергнуть сомнению существование катодной защиты двумя путями. В зависимости от качества покрытия кожуха это может привести к локальным повышениям потенциала из-за большой воронки напряжения или, подобно контактам с посторонними подземными сооружениями, к превышению потенциала на большом по протяжённости участке. Наряду с вредом, наносимым таким нарушением системе катодной защиты от коррозии вне самого кожуха, внутри кожуха при наличии электррлита также существует повышенная коррозионная опасность в местах повреждений покрытия транспортного трубопровода. Это ведет к тому, что в результате внутренняя сторона кожуха, подвергаясь ржавлению, как правило, имеет более положительный естественный потенциал, чем места повреждений покрытия на продуктопроводе. В результате этого возникает резко неблагоприятное соотношение площадей между большим катодом (внутренняя поверхность кожуха) и анодом (повреждение покрытия). Поэтому следует своевременно обнаруживать и устранять контакты с кожухом.

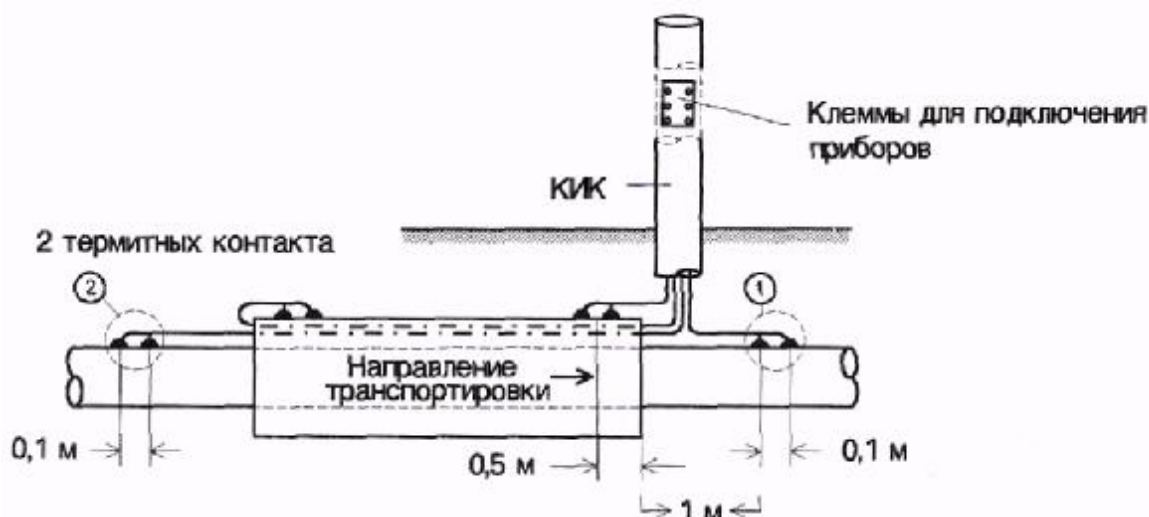


Рис. 8: Пункт измерения на кожухе, выходы измерительных кабелей от кожуха и трубопровода на обоих концах кожуха

Измеряя сопротивление при помощи измерительного моста переменного тока, наряду с измерением потенциалов на кожухе можно, как правило, обнаружить металле-

проводный контакт. При сопротивлениях $> 0,1 \Omega$ контакт вряд ли будет иметь место. Если же величина сопротивления меньше, то наличие контакта между кожухом и трубопроводом определяется через разность напряжений. В таком случае напряжение находится в диапазоне от нескольких мВ до нескольких десятков мВ.

Определение места контакта осуществляется через замеры по схеме, описанной на рис. 9. Вначале, как правило, надо отшурфовать конец кожуха, находящийся по другую сторону от контрольно - измерительного пункта. При наличии такого пункта, как изображено на рис. 8, в этом нет необходимости, так как в этом случае кабели как транспортного трубопровода, так и кожуха выведены на один щиток. Определение продольного сопротивления кожуха осуществляется по той же схеме, как описано в разделе о пункте измерения тока в трубе (см. рис. 9а). Поскольку считается, что кожух по всей длине имеет одинаковую толщину стенки, то, измеряя падение напряжения, можно установить место контакта. Для этого между кожухом и транспортным трубопроводом подают ток, как показано на рис. 9б. Он течет от кожуха через металлическое соединение до места контакта, а от него через продуктопровод снова назад к источнику тока. Падение напряжения ΔU происходит только на участке между точкой источника тока и точкой контакта. Оставшийся отрезок кожуха до противоположного конца тока не получает и служит как измерительный контакт. Падения напряжения здесь не возникает, поэтому участок контакта вычисляется по

$$L_F = \frac{\Delta U}{IR}, \quad (21)$$

Чтобы получить достаточно большую величину падения напряжения, ток подпитки должен соответствовать нескольким амперам.

Электрическое поле вокруг измерительного контакта и сам контакт, как описано в разделе измерения сопротивления на пункте измерения тока в трубе, является неоднородным, потому что подпитка осуществляется только в одной точке. Возникающие в результате этого неточности в измерениях или местонахождении контактов зависят от диаметра патрона и длины его. Особенно это касается тех пунктов измерения, на которых оба кабеля были скручены и таким образом приварены к щитку. Проводя измерения с целью локализации дефектов на обоих концах кожуха, можно уменьшить величину неточности при определении места дефекта. Описанный способ локализации верен лишь при условии, что существует лишь один контакт. Наличие двух контактов делают такую локализацию невозможной.

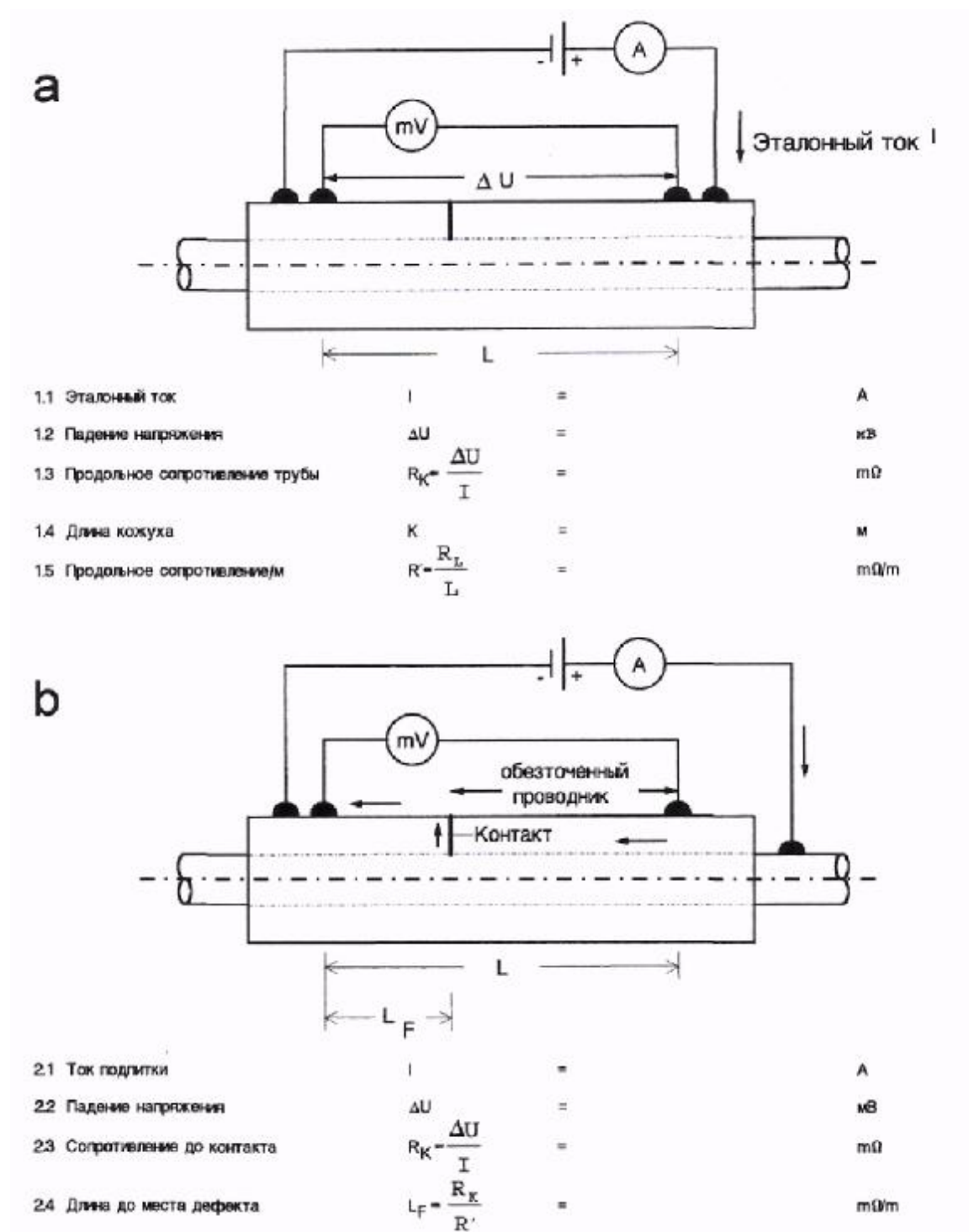


Рис. 9: Размещение измерительных приборов для локализации металлического контакта
кожух/транспортируемый трубопровод а) определение продольного сопротивления б)
локализация дефекта

Контакт внутри кожуха, как правило, нельзя устранить, подняв на его концах транспортный трубопровод. В таком случае кожух раскапывают в месте установленного контакта на несколько метров в длину и полностью по окружности и удаляют покрытие. Посредством более детального измерения с целью более точной локализации, при которой ток снова подают между транспортным трубопроводом и кожухом, точку контакта можно установить более точно. При такой полярности источника напряжения, как указано на рис. 9Б, самая отрицательная точка на поверхности кожуха идентична точке контакта. Чтобы определить эту точку, измеряется разность напряжений между двумя штырями, по которым подключаются к поверхности кожуха. Точка с более отрицательным потенциалом находится ближе к месту контакта, чем точка с более положительным потенциалом. Если оставить штырь в этой точке с отрицательным потенциалом и продолжить поиски точки с ещё более отрицательным потенциалом, чем в первом случае, то постепенно можно приблизиться к месту контакта. Поскольку продольное сопротивление кожуха составляет всего лишь несколько $\mu\Omega/\text{м}$, то при токах величиной в несколько ампер следует ожидать падения напряжения всего лишь в несколько десятков $\mu\text{В}$, поэтому для измерений надо брать приборы с относительно небольшим диапазоном измерений.

Контакт с кожухом можно устранить, вырезав на участке, где имеется контакт, "окно" в кожухе. Причиной таких нарушений в системе защиты старых трубопроводов чаще всего являются куски стальной проволоки или гайки от прокладок. На новых трубопроводах контакты кожухов с трубопроводом возникают чаще всего из-за расплюснутых прокладок.