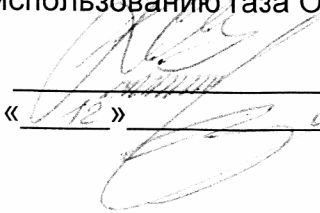


«УТВЕРЖДАЮ»

Первый заместитель начальника
Департамента по транспортировке,
подземному хранению и
использованию газа ОАО «Газпром»


С.В. Алимов
« 12 » 02 2013 г.

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ПРИМЕНЕНИЮ ИНДИКАТОРОВ
КОРРОЗИОННЫХ ПРОЦЕССОВ СЕРИИ ИКП**

МУ 3435-007-51996521-2012

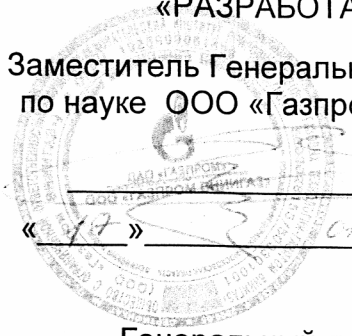
«СОГЛАСОВАНО»

Начальник Отдела защиты от
коррозии ОАО «Газпром»

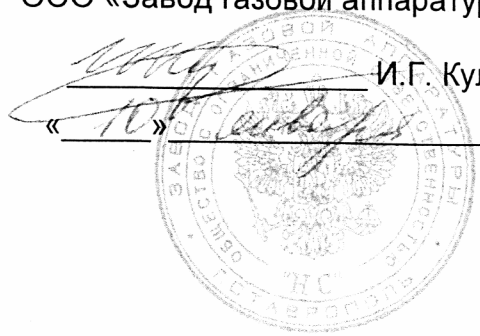

Н.Г. Петров
« 01 » февраля 2013 г.

«РАЗРАБОТАНО»

Заместитель Генерального директора
по науке ООО «Газпром ВНИИГАЗ»


В.Н. Воронин
« 17 » 04 2013 г.

Генеральный директор
ООО «Завод газовой аппаратуры «НС»


И.Г. Кулаков
« 10 » февраля 2013 г.

Москва 2013 г.

Предисловие

1. РАЗРАБОТАНЫ Обществом с ограниченной ответственностью «Научно – исследовательский институт природных газов и газовых технологий» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ») и Обществом с ограниченной ответственностью «Завод газовой аппаратуры «НС» (ООО «Завод газовой аппаратуры «НС»).

2. УТВЕРЖДЕНЫ Департаментом по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром».

Содержание

Введение	4
1 Область применения.....	5
2 Нормативные ссылки.....	5
3 Сокращения, используемые в Методических указаниях.....	6
4 Рекомендации по выбору мест установки ИКП.....	7
5 Требования к квалификации персонала.....	9
6 Порядок установки.....	10
7 Порядок оценки скорости коррозии при эксплуатации сооружения.....	14
8 Критерии оценки степени коррозионной опасности по данным ИКП и рекомендуемые мероприятия.....	15
9 Текущий контроль работоспособности и процедура замены вышедшего из строя индикатора.....	20
Приложение А Форма Акта на скрытые работы по установке ИКП и ввода ИКП в эксплуатацию.....	21

Введение

В методических указаниях определено назначение индикаторов коррозионных процессов серии ИКП, производимых по ТУ 3435-007-51996521-2009, область их применения и объекты коррозионного контроля. Даны рекомендации по выбору мест установки индикаторов, рассмотрены особенности монтажа и эксплуатации с учетом степени коррозионной агрессивности грунтов и в зонах повышенного риска эксплуатации МГ. Приведены рекомендуемые мероприятия по эксплуатации МГ на основании коррозионных данных, полученных при эксплуатации ИКП.

Техническими решениями ОАО «Газпром» [1, 3] определены точки контроля подземных стальных коммуникаций на участках размещения контрольно-измерительных пунктов (КИП), требованиями предусматривается контроль скорости коррозии, как на новых, так и на эксплуатируемых трубопроводах. Контроль скорости коррозии может осуществляться различными методами с использованием специализированной аппаратуры, средств измерений и датчиков (индикаторов).

Настоящие Методические указания (МУ) определяют требования к выбору мест установки ИКП, правилам монтажа, эксплуатации, порядок получения информации от ИКП на контролируемом участке и квалификации обслуживающего персонала. Рассмотрены варианты применения ИКП в составе систем дистанционного коррозионного мониторинга. Положения настоящих МУ соответствует требованиям Временных технических требований к устройствам контроля скорости коррозии, по классификации которых ИКП относится к типу «Г» - комбинированные стационарные устройства контроля скорости коррозии с блоком автоматической обработки измеряемых параметров для представления информации по скорости коррозии в виде величины, с размерностью «мм/год», укомплектованных блоком накопления информации текущих параметров и их измерения в установленный период времени эксплуатации устройства, обеспечивающим передачу фиксируемых значений в ручном или автоматическом режиме и их интеграцию на рабочее место оператора ЭХЗ (АРМ-ЭХЗ).

Методические указания по применению индикаторов коррозионных процессов серии ИКП

Дата введения _____

1 Область применения

Методические указания (МУ) распространяются на индикаторы коррозионных процессов серии ИКП, предназначенных к применению в системах защиты от подземной коррозии наружной поверхности стальных (малоуглеродистые низколегированные стали класса не выше К70) магистральных газопроводов, транспортирующих природный газ при проектировании, строительстве, эксплуатации, реконструкции и ремонте. Методические указания устанавливают правила монтажа ИКП, способы получения и анализа коррозионных данных.

2 Нормативные ссылки

1. ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные. Общие требования к защите от коррозии
2. СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов»
3. СТО Газпром 2-2.3-310-2009 «Организация коррозионных обследований объектов ОАО «Газпром». Основные требования»
4. СТО Газпром 9.0-001-2009 «Защита от коррозии. Основные положения»
5. Временные технические требования к устройствам контроля скорости коррозии
6. ТУ 3435-007-51996521-2009 Индикатор коррозионных процессов ИКП. Технические условия
7. ТУ 3435-008-51996521-2009 Анализатор ИКП. Технические условия

3 Сокращения, использованные в Методических указаниях:

АЗ - анодное заземление;
АРМ-ЭХЗ - автоматизированное рабочее место оператора ЭХЗ;
БДР - блок дренажной защиты;
БТ - блуждающие токи;
ВКО - участок МГ высокой коррозионной опасности;
ВТТ - Временные технические требования;
ВЭИ - вставка электроизолирующая;
ИКП - индикатор коррозионных процессов;
КИП - контрольно-измерительный пункт;
КДП - контрольно-диагностический пункт;
МГ - магистральный газопровод;
МСЭ - медносульфатный электрод сравнения;
МУ - методические указания;
ПКЗ - противокоррозионная защита;
ПКО - участок МГ повышенной коррозионной опасности;
ПХГ - подземное хранилище газа;
СДКМ - система дистанционного коррозионного мониторинга;
СКЗ - станция (преобразователь) катодной защиты;
УДЗ - установка дренажной защиты;
УКЗ - установка катодной защиты;
УКО - участок МГ умеренной коррозионной опасности;
УПЗ - установка протекторной защиты;
УС ИКП СТ - устройство сопряжения ИКП с системой телеметрии;
ЭХЗ - электрохимическая защита.

4 Рекомендации по выбору мест установки ИКП

В соответствии с ВТТ к устройствам контроля скорости коррозии, ИКП должны входить в состав средств ЭХЗ, предусмотренных проектом и подключаться к стационарным КИП. В случае использования ИКП в составе систем дистанционного мониторинга, для согласования с интерфейсом RS 485 применяется Устройство сопряжения ИКП (УС ИКП) с системой телеметрии (СТ). При этом УС ИКП СТ размещается в КДП или СКЗ, имеющих в своем составе оборудование для дистанционной передачи данных, указанное далее и присваивается индивидуальный сетевой адрес. Обмен данными обеспечивается по интерфейсу RS-485. Дискретный сигнал телеуправления СКЗ - Coil обеспечивает подачу питания УС ИКП СТ (0 - выключить; 1 - включить). Рекомендуемая периодичность обращения - 1 раз в месяц. На Рисунке 1 представлена типовая схема подключения ИКП для обмена информацией с системой телеметрии по спецификации интерфейса RS-485 в соответствии с протоколом ModBus ASCII или RTU (устанавливается при конфигурировании).

На линейной части трубопроводов ИКП рекомендуется устанавливать на следующих участках:

- в точках дренажа СКЗ;
- середине защитных зон соседних СКЗ;
- на обоих берегах переходов трубопровода через водные преграды, в отсутствие СКЗ;
- зонах ВКО (шаг расстановки не менее 3 км);
- с одной стороны перехода через автомобильные и железные дороги, оснащенные защитным кожухом (при наличии нескольких переходов - шаг расстановки не чаще 1 км);
- на участках влияния блуждающих токов и воздействия переменного напряжения от высоковольтных линий электропередач (шаг расстановки не менее 3 км);
- на участках секционирования трубопроводов электроизолирующими вставками (с обеих сторон).

На объектах добычи, ПХГ, промышленных площадок ИКП рекомендуется устанавливать на следующих участках:

- в точках дренажа средств ЭХЗ (трубопроводы, скважины, технологические коммуникации). Количество необходимых устройств определяется по числу СКЗ на объекте (без учета резервных);
- на протяженных коммуникациях в середине защитных зон средств ЭХЗ;
- на участках наиболее удаленных от средств ЭХЗ или экранированных защитному току.

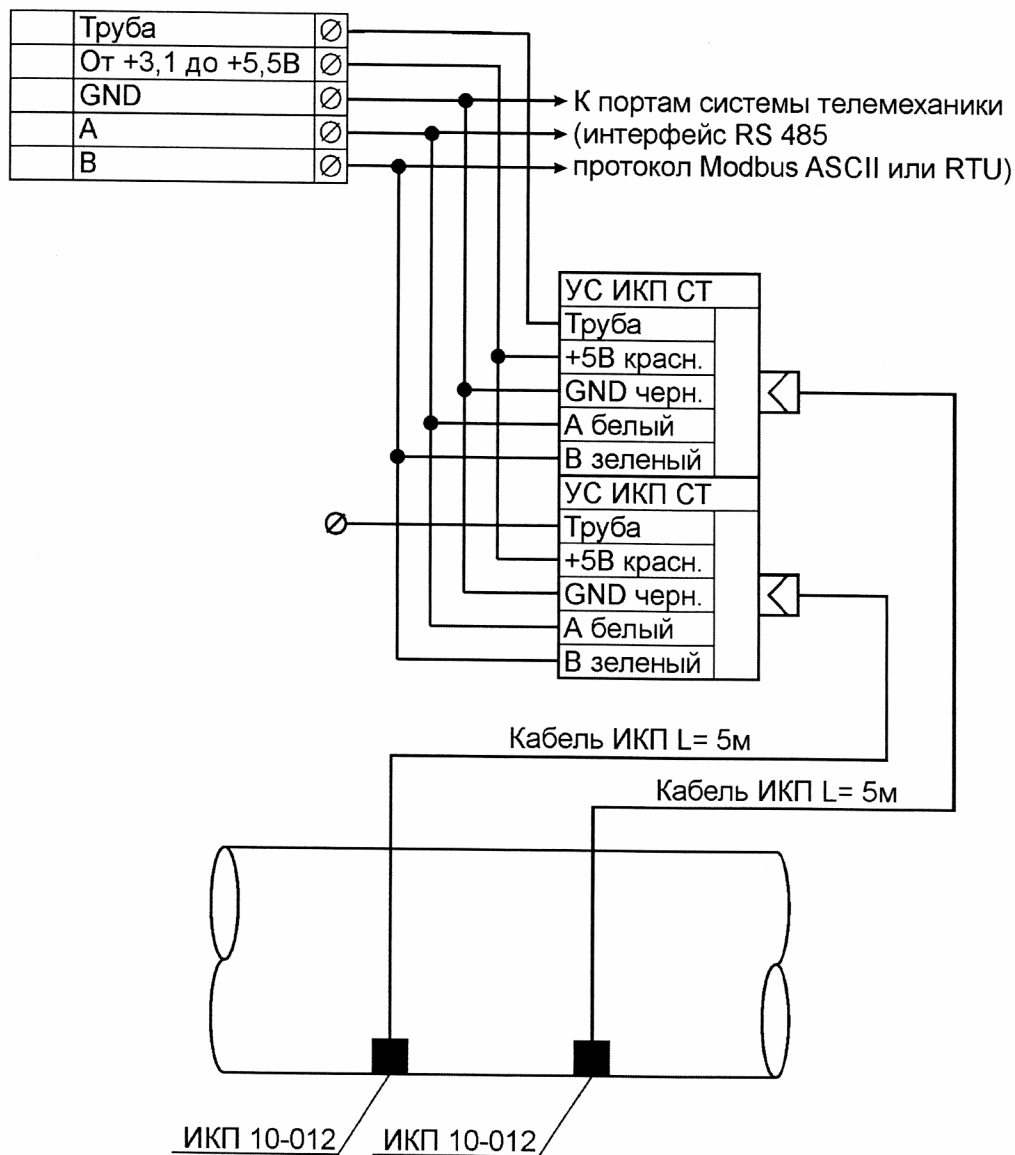


Рисунок 1. Типовая схема подключения ИКП к СКЗ для обмена информацией по системе телемеханики

ИКП рекомендуется устанавливать парами (подключенный к сооружению и не подключенный). При этом индикаторы должны быть одной модификации.

Расстояние установки не более 300 мм от контролируемого сооружения на глубине его укладки. Рекомендуемая парная схема установки ИКП позволяет контролировать уровень защищенности МГ на основании данных о скорости коррозии сооружения под действием электрохимической защитой и в ее отсутствии, определяющей потенциальное воздействие на сооружение окружающей среды.

На участках влияния блуждающих токов и воздействия переменного напряжения от высоковольтных линий электропередач установка ИКП, не подключаемого к сооружению, для определения этого воздействия на скорость коррозии сооружения без электрохимической защиты – не требуется.

5 Требования к квалификации персонала

Установку индикатора коррозионных процессов в грунт должен осуществлять монтер не ниже 4-го разряда, подключение к клеммной плате КИП и операции по инициализации индикатора посредством Анализатора ИКП - монтер не ниже 6-го разряда или специалист подрядной организации, осуществляющий индивидуальное опробование оборудования системы ЭХЗ (специалист по защите от коррозии эксплуатирующей организации – по согласованию).

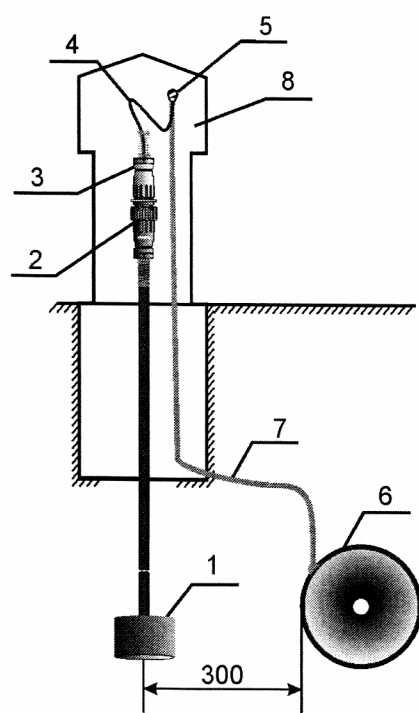
Текущий эксплуатационный контроль работоспособности и фиксирование показаний индикатора при помощи Анализатора должен осуществлять инженер службы защиты от коррозии или мастер службы защиты от коррозии эксплуатирующей организации.

При проведении коррозионный обследований в рамках СТО Газпром 2-2.3-310-2009 фиксирование показаний индикатора при помощи Анализатора должен осуществлять специалист, прошедший обучение по электрометрическим методам диагностики ПКЗ или руководитель диагностической бригады.

6 Порядок установки

Перед установкой ИКП необходимо удалить с рабочей поверхности консервационную смазку с помощью растворителя (ацетон, бензин, спирт и т.д.), индикатор и соединительный кабель должны быть подвергнуты тщательному осмотру. При обнаружении механических повреждений рабочей поверхности ИКП или соединительного кабеля, данный индикатор бракуется и дальнейшей установке не подлежит.

Произвести инициализацию индикатора. Инициализация заключается в подключении индикатора к Анализатору ИКП. После инициализации на дисплее Анализатора ИКП отображается идентификационный номер индикатора, который должен соответствовать указанному в сопроводительной этикетке (паспорте) на индикатор.



- 1 – индикатор коррозионных процессов ИКП
- 2 – разъем индикатора
- 3 – разъем переключки
- 4 – переключка
- 5 – клемма для подключения к трубопроводу
- 6 – трубопровод
- 7 – измерительный вывод ЭХЗ от трубопровода
- 8 – контрольно-измерительный пункт КИП

Рисунок 2. Схема установки и подключения ИКП на КИП трубопровода

Индикатор устанавливается на уровне нижней образующей трубопровода, в соответствии со схемой, представленной на Рисунке 2. Установка индикатора осуществляется в следующей последовательности:

1. Изъять грунт с места установки индикатора на глубину заложения сооружения;
2. Обмазать рабочую поверхность индикатора жидким (размоченным) грунтом однородной консистенции без крупных включений;
3. Установить индикатор согласно Рисунку 2. на дне шурфа (скважины), присыпать грунтом без крупных включений, смочить грунт водой и произвести окончательную фиксирующую присыпку грунта на высоту $200 \div 300$ мм с промежуточной его трамбовкой;
4. Контрольный кабель ИКП с разъемом вывести внутри стойки КИП к клеммной плате, проложив его по стенке шурфа (скважины).
5. Обеспечить полную засыпку шурфа (скважины) до уровня земли, при этом необходимо предусмотреть мероприятия по минимизации сезонной просадки грунта;
6. На клеммной плате контрольно измерительного пункта следует проводник (перемычку) длиной 500 мм на ответной части разъема ИКП подключить к клемме КИП вывода от трубопровода (с маркировкой «Т»). В случае парной установки ИКП указанный проводник одного из индикаторов к выводу от трубопровода не подключается. При этом ответная часть разъема ИКП используется для защиты контактной группы от пыли, влаги и возможного механического повреждения.
7. После установки индикатора производят повторную проверку его исправности подключением к Анализатору ИКП. После контроля соединения и анализа на дисплее Анализатора должна отобразиться следующая информация: в верхней строке идентификационный номер индикатора, в нижней строке – значения скорости и глубины коррозии, которые должны быть равны нулю.

После завершения вышеуказанных процедур следует отключить индикатор от Анализатора и соединить разъем индикатора с разъемом перемычки для выравнивания потенциалов трубопровода и индикатора (поляризации индикатора).

При необходимости фиксации разъема на клеммной панели КИПа используется клипса, входящая в комплект поставки. Клипса крепится на клеммную панель КИПа винтом с гайкой М4. На Рисунке 3 представлена схема подключения проводника перемычки на клемму КИП, соединенную с выводом от сооружения.

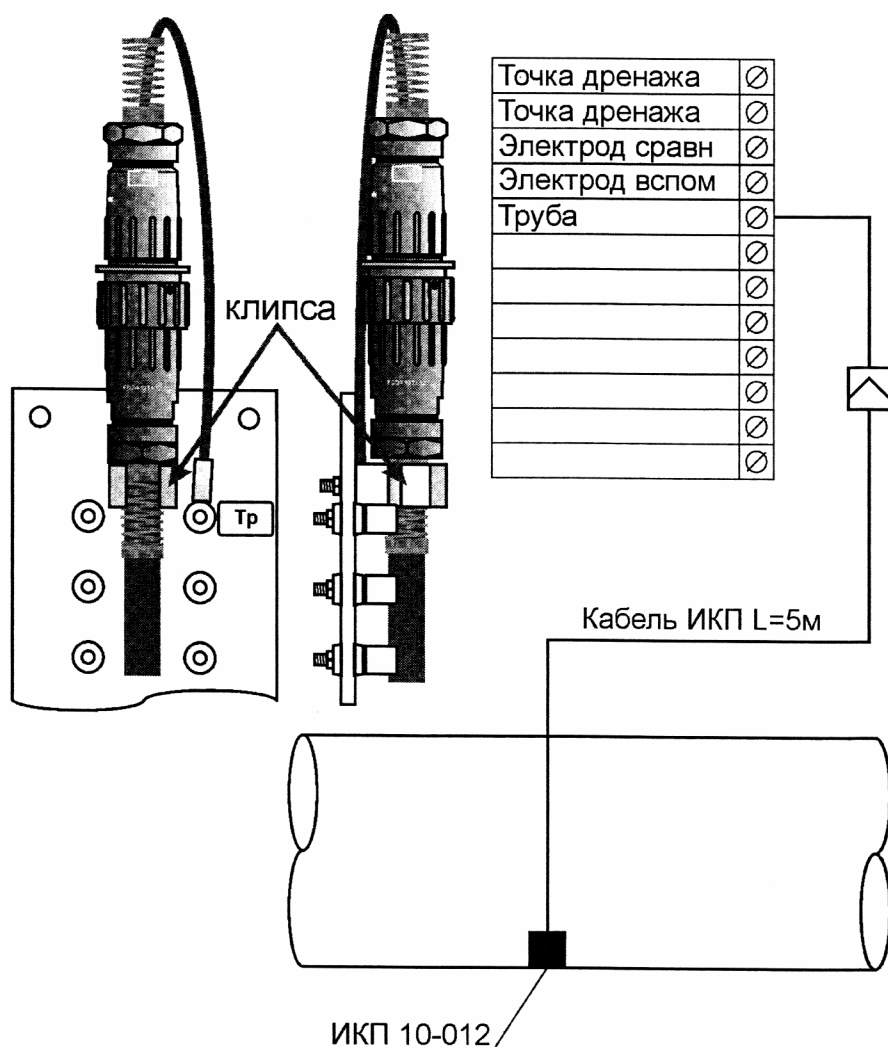


Рисунок 3. Схема подключения кабеля ИКП на клеммной колодке КИП и вариант установки фиксирующей клипсы

Для снижения объема земляных работ при строительстве допускается установка ИКП в один шурф (скважину) с медносульфатным электродом сравнения длительного действия, разрешенного к применению на объектах ОАО «Газпром», при этом ИКП поставляется в комплекте с электродом. Индикатор фиксируется монтажной лентой на кабеле электрода в соответствии с Рисунком 4.

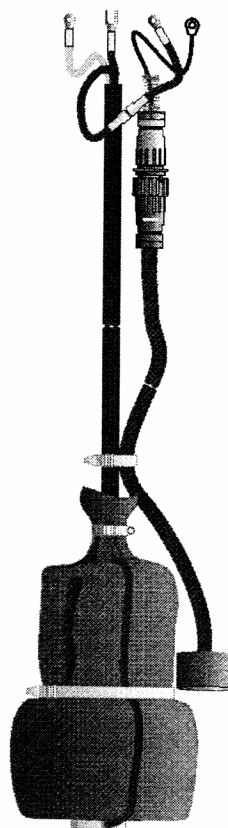


Рисунок 4. Комплект ИКП - электрод сравнения

При строительстве нового объекта или его реконструкции, по завершении процедуры установки, монтажа на клеммную плату КИП и проверки исправности индикатора должны быть оформлены в соответствии с СТО Газпром 2-1.4-234. Акты освидетельствования скрытых работ по установке ИКП по форме в Приложении А, подписанные представителями Подрядчика, Заказчика и надзорного органа. При установке индикатора на действующем объекте ОАО «Газпром» вышеуказанные Акты подписывают представители эксплуатирующей организации, осуществлявшие монтаж, и представитель службы защиты от коррозии уровня Филиала дочернего Общества.

7 Порядок оценки скорости коррозии при эксплуатации сооружения

Периодически, при сезонных измерениях защищенности либо при текущих профилактических осмотрах средств ЭХЗ службой эксплуатации, производится оценка состояния элементов индикации, для этого разъем перемычки отключается от разъема ИКП к индикатору подключается Анализатор. При измерениях на дисплее Анализатора отображается идентификационный номер индикатора, а также значения глубины и скорости коррозии, параллельно индицируемые данные сохраняются в памяти Анализатора, после чего Анализатор отключают от индикатора, разъем ИКП подключается к разъему перемычки. Накопление, обработка и систематизация полученных данных о состоянии индикаторов, производится на персональном компьютере, что подробно описано в инструкции по применению Анализатора.

В случае интеграции ИКП в систему дистанционного коррозионного мониторинга (СДКМ) в число параметров, контролируемых и передаваемых на автоматизированное рабочее место оператора службы ЭХЗ (АРМ-ЭХЗ), должен быть включен сигнал от индикатора ИКП. Частота опроса (передачи данных) определяется техническими требованиями на СДКМ. Переданные показания индикатора должны отображаться на дисплее оператора, обработка информации должна осуществляться автоматически с выводом результатов оценки скорости коррозии в единицах «мм/год», привязкой к инвентарному номеру объекта и местоположения объекта контроля «км, КИП №.....».

8 Критерии оценки степени коррозионной опасности по данным ИКП и рекомендуемые мероприятия

Ранжирование участков подземных трубопроводов по степени коррозионной опасности (высокая (ВКО), повышенная (ПКО), умеренная (УКО)) осуществляется в соответствии с положениями СТО Газпром 9.0-001. В зависимости от коррозионной опасности (Таблица 1.), оцененной по индикаторам ИКП при их эксплуатации, определяются мероприятия, направленные на повышение надежности сооружения и эффективности ПКЗ.

В Таблице 1 представлены рекомендуемые мероприятия для служб защиты от коррозии Дочерних обществ ОАО «Газпром» по результатам оценки скорости коррозии на участке с помощью индикатора ИКП. При эксплуатации ИКП следует учесть, что информация, полученная при срабатывании каждого последующего элемента индикации, повышает точность оценки. Поэтому информация, полученная после срабатывания (разрушения или перфорации) первого элемента индикации, не требует немедленного вмешательства в действующую систему противокоррозионной защиты. Дополнительным проверочным фактором степени коррозионной опасности на контролируемом участке является информация, получаемая от индикатора, не подключенного к трубопроводу и на основании которой проводится оценка скорости коррозии без ЭХЗ. Последующее сравнение скоростей коррозии по двум индикаторам («с ЭХЗ» и «без ЭХЗ») позволяет определить опасность коррозии на участке по критерию допустимой скорости коррозии ($K_{доп}$), в соответствии с СТО Газпром 9.1-001 и предусмотреть первоочередные корректирующие мероприятия на контролируемом участке.

Таблица 1. Рекомендуемые мероприятия по результатам оценки скорости коррозии.

Скорость коррозии, мм/год	Степень коррозионной опасности	Группа рекомендуемых мероприятий
Менее 0,1*	Умеренная (УКО)	Группа «А»
Менее 0,1**		
Менее 0,1***		
от 0,1 до 0,3***	Повышенная (ПКО)	Группа «А»
от 0,1 до 0,3*		Группа «Б»
от 0,1 до 0,3**		Группа «В»
Более 0,3***	Высокая (ВКО)	Группа «Г»
Более 0,3*		Группа «Д»
Более 0,3**		Группа «Е»
* - величина, оцениваемая при разрушении (перфорации) 1-го элемента индикации ИКП, подключенного к сооружению; ** - величина, подтвержденная при разрушении (перфорации) 2-го и последующих элементов индикации ИКП, подключенного к сооружению; *** - скорость коррозии, оцененная по индикатору ИКП, не подключенному к сооружению (без ЭХЗ)		

В Таблице 2. указаны рекомендуемые корректирующие мероприятия по условным группам в зависимости от результатов оценки скорости коррозии сооружения.

Таблица 2. Детализация рекомендуемых мероприятий по результатам оценки скорости коррозии по индикаторам ИКП.

Тип рекомендуемых мероприятий	Детализация рекомендуемых мероприятий
Группа «А»	-текущий контроль (периодичность в Таблице 3) защищенности сооружения; -поддержание эксплуатационных режимов ЭХЗ.
Группа «Б»	дополнительно к мероприятиям по Группе «А»: -оптимизация режимов системы ЭХЗ; -мероприятия по снижению воздействия блуждающего и индуцированного тока, поддержание регламентированного минимального защитного потенциала минус 0,95 В по МСЭ (при наличии негативного воздействия); -комплексное обследование участка раз в 10 лет.
Группа «В»	дополнительно к мероприятиям по Группе «Б»: -обеспечение дистанционного контроля и телеуправления УКЗ; -поддержание в автоматическом режиме УКЗ поляризационного потенциала; -контроль защищенности сооружения только по поляризационному потенциалу.
Группа «Г»	дополнительно к мероприятиям по Группе «В»: -обеспечение установки КИП на участке с шагом не менее 500 м; -комплексное обследование участка не реже одного раза в 5 лет; -исключение анодных зон на трубопроводе и регулярный контроль их повторного возникновения.

Окончание Таблицы 2.

Группа «Д»	дополнительно к мероприятиям по Группе «Г»: -секционирование участка с помощью электроизолирующих вставок; -проведение детального обследования в течение не более 3 лет с момента проведения комплексного обследования; -обеспечение II категории надежности электроснабжения УКЗ; -поддержание регламентированного минимального защитного потенциала на участке минус 0,95 В по МСЭ; -первоочередной ремонт защитного покрытия на участке при локализации сквозных повреждений.
Группа «Е»	дополнительно к мероприятиям по Группе «Д»: -оснащение участка дополнительными средствами ЭХЗ (УКЗ, УДЗ, АЗ, БДР, ВЭИ, КДП); -обеспечение 100% резервирования средств ЭХЗ; -обеспечение дистанционного коррозионного мониторинга текущих параметров защиты сооружения в точках установки индикаторов.

Таблица 3. Рекомендуемая периодичность контроля параметров системы ЭХЗ для участков различной степени коррозионной опасности

Объекты и условия контроля	Регламент контроля, кол-во измерений за период, для участков		
	ВКО	ПКО	УКО
Измерение потенциала с омической составляющей и поляризационного потенциала в точках дренажа средств ЭХЗ			
1.1. УКЗ (при дистанционном контроле УКЗ)	2 раза в месяц (4 раза в год)	2 раза в месяц (2 раза в год)	1 раз в месяц (1 раз в год)
в зонах блуждающих токов	4 раза в месяц	2 раза в месяц	1 раз в месяц
1.2. УДЗ (при дистанционном контроле УДЗ)	4 раза в месяц (2 раза в год)	2 раза в месяц (2 раза в год)	1 раз в месяц (1 раз в год)
1.3. УПЗ (в зонах БТ)	2 раза в год (4 раза в месяц)	2 раза в год (2 раза в месяц)	1 раз в год (2 раза в год)
Измерение потенциала с омической составляющей и поляризационного потенциала на КИП трубопровода			
2.1. КИП (при дистанционном контроле УКЗ)	2 раза в год (1 раз в год)	1 раз в год (1 раз в год)	1 раз в год (1 раз в год)
при наличии контроля потенциалов в отдельных точках в зонах ВКО	4 раза в год	-	-
при периоде среднесуточной положительной температуры воздуха не более 150 дней в год	1 раз в год	1 раз в два года	1 раз в четыре года
2.2. КИП между УКЗ в зонах минимальных поляризационных потенциалов (при дистанционном контроле)	4 раза в год (1 раз в год)	3 раза в год (1 раз в год)	2 раза в год (1 раз в год)
Контроль разности потенциалов сооружения с омической составляющей методом выносного электрода			
с шагом не более 10 м, в т.ч. методом отключения	1 раз между 1-м и 2-м годами эксплуатации		
в зонах недозащиты на коррозионно-опасных участках, не реже	1 раз в 3 года	1 раз в 5 лет	-

9 Текущий контроль работоспособности и процедура замены вышедшего из строя индикатора

Оценка работоспособности индикатора коррозионных процессов, подключенного к сооружению, осуществляется на основании данных, получаемых при снятии показаний Анализатором ИКП (в ручном режиме) или по текущим эксплуатационным данным системы дистанционного коррозионного мониторинга (режим телеметрии). Показателем работоспособности индикатора является информация, фиксируемая с разрушающихся элементов индикации индикатора.

Дополнительным источником информации может являться индикатор «без защиты» при сравнении показаний индикаторов – как правило, скорость коррозии, интерпретированная по индикатору «под защитой» не может быть больше чем «без защиты». Указанная особенность не относится к индикаторам, установленным в зонах воздействия блуждающих и индуцированных токов, т.к. через индикатор «без защиты» не стекает паразитный ток трубопровода.

Отказ индикатора может быть вызван механическим воздействием на соединительный кабель (обрывом или замыканием жил кабеля). В этом случае, эксплуатирующая организация самостоятельно принимает решение о возможности ремонта кабеля или замены всего индикатора в сборе.

Индикатор коррозионных процессов является неремонтируемым устройством, демонтаж при выходе его из строя не требуется. Установка нового индикатора осуществляется в соответствии с рекомендациями Раздела «Порядок установки».

Приложение А
Форма Акта освидетельствования скрытых работ по
установке ИКП.

_____,
(наименование работ)
выполненных в _____
(наименование и место расположения объекта)
« ____ » _____ 20 ____ г.

Представитель монтажной организации _____
(фамилия, инициалы, должность)
Представитель заказчика _____
(фамилия, инициалы, должность)
произвели осмотр работ, выполненных _____
(наименование строительно-монтажных организаций)
и составили настоящий акт о нижеследующем:

1. К освидетельствованию предъявлены следующие работы

(наименование скрытых работ)

2. Работы выполнены по рабочей документации

(наименование проектной организации, номер чертежей и дата их составления)

3. При выполнении работ применены _____
(наименование материалов, конструкций,
изделий со ссылкой на сертификаты или другие документы, подтверждающие качество)

4. При выполнении работ отсутствуют (или допущены) отклонения от рабочей документации _____
(при наличии отклонений указываются, кем согласованы, вид чертежей и дата согласования)

5. Работы начаты _____ 20 ____ г. и окончены _____ 20 ____ г.

Заключение комиссии:
Работы выполнены в соответствии с рабочей документацией, стандартами строительными нормами и правилами и отвечают требованиям их приемки.
На основании изложенного разрешается производство последующих работ по устройству (монтажу) _____
(наименование работ и конструкций)

Представители:
Монтажной организации: _____
(подпись) (должность, фамилия, инициалы)

Заказчика _____
(подпись) (должность, фамилия, инициалы)