

УДК 622.691.4:620.197.[5+6]

С.А. Никулин¹, e-mail: s.nikulin@ggc.nnov.ru; **Е.Л. Карнавский¹**, e-mail: ekarnavsky@ggc.nnov.ru;

А.Н. Воробьев², e-mail: Vorobjev@vtg.gazprom.ru

¹ АО «Гипрогазцентр» (Нижний Новгород, Россия).

² ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» (Нижний Новгород, Россия).

Разработка методики оценки состояния изоляционного покрытия участка нефтегазопровода

Пассивная защита трубопроводов от коррозии осуществляется с помощью изоляционных покрытий, защитные свойства которых в процессе эксплуатации ухудшаются под влиянием различных факторов. В то же время режимы работы станций катодной защиты напрямую зависят от состояния изоляционного покрытия: с ухудшением состояния покрытия требуется увеличение силы тока на выходе из станции для обеспечения защищенности объекта. На сегодняшний день существует значительное количество контактных и бесконтактных методов оценки состояния изоляционного покрытия, к недостаткам которых можно отнести трудоемкость и необходимость выезда на трассу для проведения обследования. Однако с внедрением подсистем дистанционного коррозионного мониторинга появилась возможность проводить оценку защищенности объекта дистанционно.

В статье представлено описание разработанного авторами способа оценки технического состояния изоляционного покрытия участка подземного трубопровода с помощью определения коэффициентов влияния станций катодной защиты на величину защитного потенциала «труба – земля» в контрольной точке, а также интегральной оценки состояния изоляции по разнице изменения коэффициентов на участке между станцией катодной защиты и контрольной точкой. Особенностью предлагаемой методики является ее применимость в составе подсистемы дистанционного коррозионного мониторинга, которая обеспечит определение параметров состояния изоляционного покрытия без выезда специалистов на объект. Подробно описан алгоритм оценки состояния изоляционного покрытия, представлены результаты апробации предложенного способа на реальном объекте магистрального транспорта нефти и газа – участке 844,6–850,0 км магистрального газопровода «Пермь – Горький-1», эксплуатируемого ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород». Результатом применения способа явилось нахождение интегрального показателя состояния изоляционного покрытия на исследуемом участке, значение которого составило 22015 Ом·м², что соответствует удовлетворительному состоянию битумного покрытия на контролируемом участке трубопровода.

Ключевые слова: изоляционное покрытие, станция катодной защиты, защитный потенциал, подсистема дистанционного коррозионного мониторинга, коэффициент влияния, точка дренажа, точка контроля, интегральный показатель.

.....

S.A. Nikulin¹, e-mail: s.nikulin@ggc.nnov.ru; **E.L. Karnavsky¹**, e-mail: ekarnavsky@ggc.nnov.ru;

A.N. Vorobjev², e-mail: Vorobjev@vtg.gazprom.ru

¹ Giprogascentr JSC (Nizhniy Novgorod, Russia).

² Gazprom transgaz Nizhniy Novgorod LLC (Nizhniy Novgorod, Russia).

Development of a Method for Assessment the State of the Insulation Coating of the Oil and Gas Pipeline Section

Passive anticorrosive protection of pipelines is carried out by means of insulating coatings, the protective properties of which deteriorate under the influence of various factors during operation. At the same time, the operating modes of the cathodic protection stations directly depend on the state of the insulation coating: with the deterioration of the coating state an increase in the current strength at the outlet of the station is required to ensure protection of the object.

There are a significant number of contact and non-contact methods for assessing the condition of the insulation coating, the disadvantages of which include the complexity and the need to go to the object for the survey. However, with the introduction of remote corrosion monitoring subsystems, it became possible to assess the security of an object remotely.

The article describes the method developed by the authors for assessing the technical condition of the insulation coating of an underground pipeline section by determining the coefficients of the effect of cathodic protection stations on the value of the protective potential “pipe – ground” at a control point, as well as an integral evaluation of the insulation condition by the difference in the coefficients in the section between the station cathodic protection and control point. A feature of the proposed methodology is its applicability as part of the remote corrosion monitoring subsystem, which will ensure the determination of the parameters of the state of the insulation coating without specialists visiting the object. The algorithm for assessing the state of the insulation coating is described in detail, the results of testing the proposed method at a real facility of the oil and gas trunk pipeline – a section of 844.6–850.0 km of the “Perm – Gorky-1” main gas pipeline operated by Gazprom transgaz Nizhny Novgorod LLC are presented. The result of the application of the method was the finding of an integral indicator of the state of the insulation coating in the studied area, the value of which was 22 015 Ohm·m², which corresponds to a satisfactory condition of the bitumen coating in the controlled section of the pipeline.

Keywords: insulation coating, cathodic protection station, protective potential, remote corrosion monitoring subsystem, influence coefficient, drainage point, control point, integral indicator.

ВВЕДЕНИЕ

Изоляционное покрытие играет роль первичного диффузионного барьера и препятствует контакту металла трубопровода с коррозионно-опасной средой (водой, кислородом, воздухом и др.). [1] На каждом этапе жизненного цикла на изоляционное покрытие оказывают влияние различные факторы, ухудшающие его свойства и способствующие образованию дефектов изоляции (рис. 1). [2]

При этом, как известно, состояние изоляционного покрытия влияет на параметры работы оборудования электрохимической защиты (ЭХЗ). При неудовлетворительном состоянии изоляционного покрытия, как правило, на участке защищаемого объекта образуются зоны недозащиты, поскольку силы тока станций катодной защиты (СКЗ) не хватает для обеспечения защитного потенциала на всей протяженности объекта. В целях мониторинга работы системы ЭХЗ, а также для планирования сроков и объемов проведения капитального ремонта покрытий специалисты службы защиты от коррозии (ЗоК) должны контролировать состояние изоляционного покрытия. Недостатками существующих методов определения состояния покрытия при эксплуатации, таких как катодная поляризация, бесконтактная оценка затухания сигнала в трубопроводе, интенсивные электроизмерения и т. д., является необходимость выезда специалистов на трассу для проведения натурных измерений. Следовательно, необходимо затратить людские и материальные ресурсы, нет возможности мониторить изменения состояния покрытия во времени. Кроме того, данные методы неприменимы в составе системы дистанционного коррозионного мониторинга [3, 4].

РАЗРАБОТКА СПОСОБА ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОСТОЯНИЯ ИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ

Авторами статьи предложен способ оценки технического состояния изоляционного покрытия участка подземного

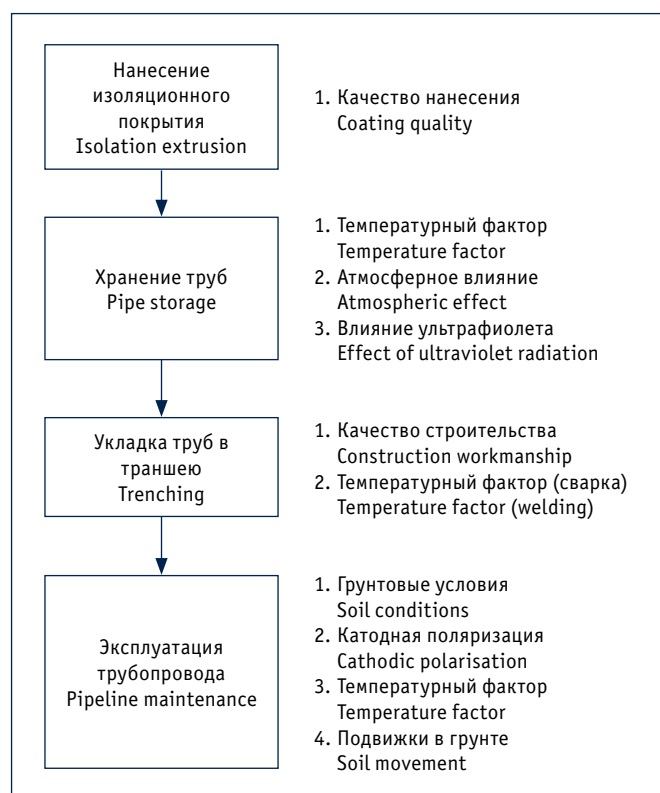


Рис. 1. Этапы жизненного цикла покрытий с указанием влияющих факторов

Fig. 1. Stages of the coatings life cycle with the influencing factors

трубопровода на основе определения коэффициентов влияния СКЗ на величину защитного потенциала «труба – земля» в контрольных точках и интегральной оценки состояния изоляции по разнице изменения коэффициентов на обследуемом участке.

Ссылка для цитирования (for citation):

Никулин С.А., Карнавский Е.Л., Воробьев А.Н. Разработка методики оценки состояния изоляционного покрытия участка нефтегазопровода // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2020. № 1–2. С. 38–44.

Nikulín S.A., Karnavskiy E.L., Vorobjev A.N. Development of a Method for Assessment the State of the Insulation Coating of the Oil and Gas Pipeline Section. Territorija “NEFTEGAS” [Oil and Gas Territory]. 2020;(1–2):38–44. (In Russ.)

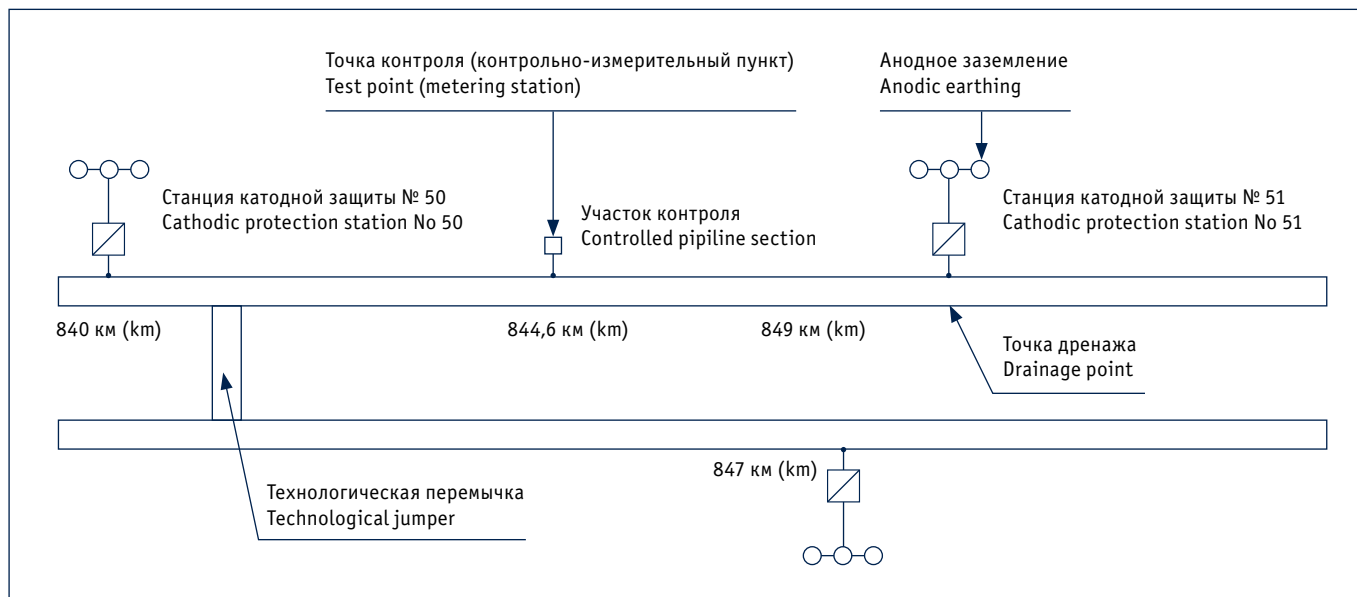


Рис. 2. Схема участка действующего магистрального газопровода, на котором проводится оценка состояния изоляционного покрытия
 Fig. 2. Scheme of the section of the operating main gas pipeline, where the condition of the insulation coating is assessed

Реализация предлагаемого способа оценки включает следующие этапы:

- выбирают контролируемый участок трубопровода, на котором необходимо оценить состояние покрытия, расположенный между точкой контроля, в которой установлены контрольно-измерительный пункт либо оборудование подсистемы дистанционного коррозионного мониторинга (ПДКМ), и точкой дренажа СКЗ;
- определяют расстояние от точки контроля до точки дренажа выбранной СКЗ $L_{кр}$, км;
- поочередно кратковременно изменяют режимы работы выбранной СКЗ, а также двух смежных станций и вручную или дистанционно, с использованием оборудования дистанционного коррозионного мониторинга, измеряют значения защитного потенциала «труба – земля» в точке дренажа и в точке контроля (рис. 2);
- находят коэффициенты влияния каждой j -той СКЗ на величину защитного потенциала «труба – земля» в каждой точке дренажа и в каждой i -той точке контроля как отношение приращения защитного потенциала «труба – земля» к приращению силы тока станции катодной защиты по следующей формуле [5–7]:

$$A_{jт} = \frac{\Delta\phi_i}{\Delta I_j} \quad (1)$$

- коэффициенты влияния смежных СКЗ на величину защитного потенциала «труба – земля» в точке дренажа выбранной СКЗ и в точке контроля определяют следующим образом:
 - рассчитывают значение смещения защитного потенциала «труба – земля» $\phi_{тк}$ в точке контроля от выбранной СКЗ путем исключения из измеренного значения защитного потенциала «труба – земля» совокупности наложенного влияния на эту точку соседними СКЗ и стационарного потенциала в данной точке:

$$\Delta\phi_{тк} = \phi_1 - A_{11сmej} \cdot I_{1сmej} - A_{12сmej} \cdot I_{2сmej} - \phi_{ст} \quad (2)$$

где ϕ_1 – измеренный потенциал в 1-й точке контроля, В; $A_{11сmej}$, $A_{12сmej}$ – коэффициенты влияния 1-й и 2-й смежных СКЗ на потенциал в 1-й точке контроля, Ом; $I_{1сmej}$, $I_{2сmej}$ – значения силы тока на выходе 1-й и 2-й смежных СКЗ, А; $\phi_{ст}$ – стационарный потенциал в 1-й точке контроля, В;

– вычисляют значение смещения защитного потенциала «труба – земля» в точке дренажа $\phi_{тд}$ по формуле:

$$\Delta\phi_{тд} = \phi_2 - A_{21сmej} \cdot I_{1сmej} - A_{22сmej} \cdot I_{2сmej} - \phi_{ст} \quad (3)$$

где ϕ_2 – измеренный потенциал во 2-й точке контроля, В; $A_{21сmej}$, $A_{22сmej}$ – коэффициенты влияния 1-й и 2-й смежных СКЗ на потенциал во 2-й точке контроля, Ом; $\phi_{ст}$ – стационарный потенциал во 2-й точке контроля, В;

- вычисляют значение постоянной распространения тока на участке контроля $\alpha(t)$, 1/м, по формуле [8]:

$$\alpha(t) = \frac{\ln \frac{\Delta\phi_{тд}}{k \cdot \Delta\phi_{тк}}}{2L_{кр}} \quad (4)$$

где $k = 2$ – коэффициент, учитывающий взаимовлияние соседних установок катодной защиты;

- вычисляют переходное сопротивление трубопровода R'_n , Ом·м, по формуле:

$$R'_n = \frac{R_T}{\alpha^2} \quad (5)$$

где R_T – продольное сопротивление трубопровода, Ом/м, определяемое по формуле:

$$R_T = \frac{\rho_T}{\pi(D_T - \delta_T)\delta_T} \quad (6)$$

3-6 марта
2020

Interlako kraska



Россия, Москва,
ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

Интерлакокраска



24-я международная
специализированная
выставка

Салоны:

- «Обработка поверхности»
- «Покрyтия со специальными свойствами»
- «Защита от коррозии»

Организатор: АО «ЭКСПОЦЕНТР»

При поддержке:

- Министерства промышленности и торговли РФ
- ФГУП «НТЦ «Химвест»
- Российского Союза химиков
- ОАО «НИИТЭХИМ»
- Российского химического общества им. Д.И. Менделеева
- Ассоциации «Центрлак»
- Ассоциации качества краски

Под патронатом ТПП РФ

www.interlak-expo.ru

Реклама 12+



где ρ_r – удельное электрическое сопротивление металла трубопровода, Ом·м; D_T – диаметр трубопровода, м; δ_T – толщина стенки трубопровода, м;

• вычисляют сопротивление растеканию тока трубопровода на единицу длины, Ом·м, по формуле:

$$R_p' = \frac{\rho_r \ln \frac{0,4\pi \cdot R_p'}{D_T \cdot H_T \cdot R_T'}}{2\pi} \quad (7)$$

где ρ_r – удельное электрическое сопротивление грунта, Ом·м; H_T – глубина укладки трубопровода, м;

• рассчитывают сопротивление изоляционного покрытия на единицу длины $R_{из}'$, Ом·м, по формуле:

$$R_{из}' = R_n' - R_p' \quad (8)$$

• определяют сопротивление изоляционного покрытия $R_{из}'$, Ом·м², по формуле:

$$R_{из} = R_{из}' \cdot \pi \cdot D_T \quad (9)$$

ПРАКТИЧЕСКАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ РАЗРАБОТАННОГО СПОСОБА ПРОВЕДЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ НА УЧАСТКЕ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

Разработанный способ определения состояния изоляционного покрытия для выбранных участков трубопровода по режимам работы СКЗ был апробирован на газопроводе, находящемся в эксплуатации ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород».

Совместно с представителями эксплуатирующей компании был выбран участок магистрального газопровода, на котором были проведены работы по определению состояния изоляционного покрытия. Участок был выбран исходя из условия, что на нем проводилась оценка интегрального состояния изоляционного покрытия.

Объектом исследования стал магистральный газопровод (МГ) «Пермь – Горький-1» (840–849 км) протяженностью 9 км. Диаметр газопровода – 1220 мм, толщина стенки составляет 10,5–15,4 мм. Газопровод был введен в эксплуатацию в 1974 г., изолирован изоляцией усиленного типа (не менее 4,7 мм) в составе:

- грунтовка «Транскор-ГАЗ»;
- мастика «Транскор-ГАЗ»;
- стеклосетка ССТ-Б;
- термоусаживающаяся лента ДРЛ 60.450.07 (горячего нанесения).

Газопровод оснащен станциями катодной защиты на установках катодной защиты (УЗК) № 50 и 51 – ОПЕД-2,0-40-50 (Беларусь). Параллельно МГ «Пермь – Горький-1» проложен МГ «Пермь – Горький-2», с которым имеются технологические переемы. Следовательно, СКЗ данного МГ оказывают влияние на контролируемый участок, на котором установлена СКЗ на 847 км (рис. 2), а также УЗК № 50 (840 км) и № 51 (849 км). В качестве точки контроля выбран контрольно-измерительный пункт (КИП) на 846,6 км. Расстояние от точек контроля до точки дренажа составляет соответственно 4,6 и 5,4 км.



Рис. 3. Проведение измерений выходных параметров станции катодной защиты

Fig. 3. Measurement of the output parameters of the cathodic protection station

Участком контроля ИП выбран участок между УЗК № 51 и КИП на 844,6 км.

Порядок проведения испытаний

Испытания проводились в соответствии со следующим алгоритмом:

- 1) увеличение режимов работы станции катодной защиты в составе УЗК № 51;
- 2) измерение с помощью мультиметра выходных параметров средств ЭЗ. Для измерений использовались приборы с точностью измерения напряжения и силы постоянного тока не более 0,1 %, например мультиметры Fluke 79/29 (США) (рис. 3). Стоит отметить, что для измерения силы тока рекомендуется использовать бесконтактные измерители;
- 3) измерение значения защитного потенциала «труба – земля» в точках дренажа и контроля. При измерении потенциалов в точках, не оборудованных ПДКМ, рекомендуется выполнять соединение с трубопроводом при помощи контрольно-измерительных колонок, в их отсутствие пользоваться выносным электродом. Измерения выполняются электронными вольтметрами (мультиметрами) с входным сопротивлением не менее 10 МОм в диапазоне измерений 0–5 В;
- 4) возвращение текущих режимов работы выбранной СКЗ;
- 5) увеличение режимов работы на смежной СКЗ в составе УЗК № 50;
- 6) повторение п. 2–4;
- 7) отключение СКЗ на 847 км на смежном газопроводе «Пермь – Горький-2»;
- 8) повторение п. 2–4;
- 9) определение минимально допустимых значений смещения защитного потенциала «труба – земля» в точке контроля по нормативной документации;
- 10) определение разности защитных потенциалов «труба – земля» в точке контроля $\phi_{тк}$ как суммы минимально допусти-

Сила тока станции катодной защиты и значения разности защитных потенциалов «труба – земля» до и после изменения режимов
Current strength of the cathodic protection station and the values of the protective potential difference “pipe – ground” before and after changing modes

№ режима Mode number	Сила тока станции катодной защиты, А Current strength of the cathodic protection station, A			Разность защитных потенциалов «труба – земля» φ, В Protective potential difference “pipe – ground” φ, V	
	Станция катодной защиты № 50 Cathodic protection station No 50	Станция катодной защиты № 51 Cathodic protection station No 51	Станция катодной защиты № 847 Cathodic protection station No 847	В точке контроля At the test point	В точке дренажа At the drainage point
1	1,9	6	1,7	-1,83	-2,04
2	8,5	6	1,7	-2,01	-2,09
3	1,9	9,4	1,7	-1,91	-2,4
4	1,9	6	0	-0,83	-1,4

мого значения смещения защитного потенциала «труба – земля» и наложенного влияния смежных СКЗ;

11) регулирование значения силы тока на выбранной СКЗ с тем, чтобы потенциал в точках контроля был равен значению $\phi_{\text{тк}}$;

12) фиксация значений силы тока на выбранной СКЗ, при которых потенциал в точках контроля равен значению $\phi_{\text{тк}}$.

Оценка состояния изоляционного покрытия по результатам измерений

Сила тока СКЗ № 50, № 51 и СКЗ на 847 км до и после изменения режимов, а также значения защитной разности потенциалов «труба – земля», измеренные в точке дренажа СКЗ № 51 и на контрольном КИП, представлены в таблице.

Расчеты производились по следующей схеме.

1. По формуле (1) были определены коэффициенты влияния СКЗ № 51 на величину защитного потенциала «труба – земля» в точках дренажа и в точке контроля. Для точки дренажа $A_{\text{дт}1} = -0,36/3,4 = -0,106$; для контрольной точки $A_{\text{дт}2} = -0,08/3,4 = -0,024$.

2. По формуле (1) были рассчитаны коэффициенты влияния смежных СКЗ № 50 и СКЗ с параллельного газопровода 847 км на величину защитного потенциала «труба – земля» в точке дренажа СКЗ № 51. Для смежной СКЗ № 50 $A_{11\text{смеж}1} = -0,06/6,6 = -0,01$; для смежной СКЗ 847 км $A_{12\text{смеж}1} = -0,644/1,7 = -0,378$.

3. На основании формулы (1) были получены коэффициенты влияния смежной СКЗ № 50 на величину защитного потенциала «труба – земля» в точке контроля. Для смежной СКЗ № 50 $A_{11\text{смеж}2} = -0,18/6,6 = -0,027$; для смежной СКЗ 847 км $A_{12\text{смеж}2} = -1,0/1,7 = -0,59$.

4. Исходя из формулы (2) был вычислен стационарный потенциал в точке дренажа СКЗ № 51 совместно с потенциалом, наложенным неизвестными источниками:

$$\phi_{\text{ст}1} = \phi_{\text{т}1} - A_{\text{дт}1} \cdot I_{\text{дт}} - A_{11\text{смеж}1} \cdot I_{1\text{смеж}} - A_{12\text{смеж}1} \cdot I_{2\text{смеж}} = -2,04 - ((-0,106) \cdot 6) - ((-0,01) \cdot 1,9) - ((-0,378) \cdot 1,7) = -0,57 \text{ В.}$$

5. При этом стационарный потенциал в точке контроля совместно с потенциалом, наложенным неизвестными источниками, составил:

$$\phi_{\text{ст}2} = \phi_{\text{т}2} - A_{\text{дт}2} \cdot I_{\text{дт}} - A_{11\text{смеж}2} \cdot I_{1\text{смеж}} - A_{12\text{смеж}2} \cdot I_{2\text{смеж}} = -1,83 - ((-0,024) \cdot 6) - ((-0,027) \cdot 1,9) - ((-0,59) \cdot 1,7) = -0,63 \text{ В.}$$

6. Было определено минимально допустимое значение смещения защитного потенциала «труба – земля» $\phi_{\text{мин}}$ в точке контроля по [1], составившее -0,9 В с учетом того, что значение удельного электрического сопротивления на контролируемом участке равно 100 Ом·м.

7. На основе модификации формулы (2) применительно к рассматриваемому случаю было рассчитано минимальное смещение защитного потенциала «труба – земля» в точке контроля:

$$\Delta\phi_{\text{тк}1} = (\phi_{\text{мин}} + A_{11\text{смеж}2} \cdot I_{1\text{смеж}}) - \phi_{\text{ст}2} = (-0,09 + ((-0,027) \cdot 1,9) - (-0,63)) = -0,22 \text{ В.}$$

8. Была также вычислена разность защитных потенциалов «труба – земля» в точке контроля:

$$\phi_{\text{тк}1} = (\phi_{\text{мин}} + A_{11\text{смеж}2} \cdot I_{1\text{смеж}} + A_{12\text{смеж}2} \cdot I_{2\text{смеж}}) = (-0,9 + (-0,05) + (-1)) \approx -1,95 \text{ В.}$$

9. Значение силы тока на СКЗ № 51 было отрегулировано таким образом, чтобы потенциал в точке контроля был равен значению $\phi_{\text{тк}1}$.

10. Зафиксировано, что значение защитного потенциала «труба – земля» в точке дренажа $\phi_{\text{изм}1}$ составило -2,33 В.

11. Вычислено значение смещения защитного потенциала «труба – земля» в точке дренажа для участка № 1:

$$\Delta\phi_{\text{дт}1} = \phi_{\text{изм}1} - \phi_{\text{ст}1} - A_{11\text{смеж}1} \cdot I_{1\text{смеж}} - A_{12\text{смеж}1} \cdot I_{2\text{смеж}} = -2,33 - (-0,57) - ((-0,01) \cdot 1,9) - ((-0,35) \cdot 1,7) = -1,14 \text{ В.}$$

12. По формуле (4) вычислено значение постоянной распространения тока на участке № 1 $\alpha(t)_r$, составившее $9,15 \cdot 10^{-5} 1/\text{м}$. При расчете было принято, что коэффициент $k = 2$, поскольку СКЗ работает на участке со смежными станциями.

13. По формуле (5) вычислено переходное сопротивление трубопровода на участке № 1 $R'_n(t) = 5879,8 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

14. По формуле (6) вычислено продольное сопротивление трубопровода R_r , составившее $5,38 \cdot 10^{-6} \text{ Ом}/\text{м}$. При расчете



учитывалось, что удельное электрическое сопротивление металла трубы для марки стали 17Г1С равно $2,45 \cdot 10^{-7}$ Ом·м. Было также принято, что с течением времени данное сопротивление практически не изменяется.

15. По формуле (7) рассчитано сопротивление растеканию тока трубопровода на единицу длины на участке № 1: $R'_p = 135,7$ Ом·м.

16. По формуле (8) вычислено сопротивление изоляционного покрытия на единицу длины на участке контроля: $R'_{из} = 5744,1$ Ом·м.

17. По формуле (9) вычислено сопротивление изоляционного покрытия на участке контроля $R'_{из} = 22015$ Ом·м².

Таким образом, установлено, что переходное сопротивление покрытия в 2019 г. на момент проведения электрометрических измерений на контрольном участке составляло 22015 Ом·м², что соответствует удовлетворительному состоянию битумного покрытия на контролируемом участке трубопровода.

ВЫВОДЫ

1. Разработана методика определения состояния изоляционного покрытия в зависимости от параметров защищенности и выходных параметров СКЗ, также применимая для дистанционного измерения в составе ПДКМ.

2. Проведена апробация разработанных методик на реальном объекте магистрального транспорта нефти и газа, результатом которой явилось нахождение интегрального показателя состояния изоляционного покрытия на участке 844,6–850,0 км МГ «Пермь – Горький-1», составившего 22015 Ом·м².

Литература:

1. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии [Электронный источник]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200001879> (дата обращения: 21.02.2019).
2. Агинеи Р.В., Никулин С.А., Александров Ю.В. и др. Защита нефтегазопроводов от коррозии. Защитные покрытия. Вологда: Инфра-Инженерия, 2019. 472 с.
3. СТО Газпром 9.4-023-2013. Мониторинг и прогноз коррозионного состояния объектов и оборудования. Система сбора, обработки и анализа данных. Основные требования. – М.: ОАО «Газпром», 2014. 68 с.
4. Марянин В.В., Карнавский Е.Л. Концепция системы коррозионного мониторинга объектов газотранспортной системы // Коррозия «Территории «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 1 (33). С. 58–60.
5. Способ регулирования параметров катодной защиты подземных трубопроводов: патент 2659543 РФ / Карнавский Е.Л., Никулин С.А., Пужайло А.Ф. и др.; патентообладатель – АО «Гипрогазцентр»; № 2017121444; заявл. 19.06.2017; опубл. 02.07.2018; Бюл. № 19; 10 с.
6. Никулин С.А. Повышение эффективности предотвращения коррозии нефтегазопроводов на основе оптимального регулирования режимов работы станций катодной защиты: дисс. ... канд. техн. наук. Ухта: УГТУ, 2015. 146 с.
7. Борнуковская К.А., Карнавский Е.Л., Никулин С.А., Мартыненко Д.С. Оптимизация режимов работы оборудования систем электрохимической защиты в зависимости от внешних факторов и с учетом текущего состояния газопровода. Территория «НЕФТЕГАЗ». 2019;(9):26-36.
8. СТО Газпром 9.2-003-2009. Защита от коррозии. Проектирование электрохимической защиты подземных сооружений [Электронный источник]. Режим доступа: <https://samara-tr.gazprom.ru/d/textpage/8e/142/sto-gazprom-9.2-003-2009-zashchita-ot-korrozii.-proektirovanie-e.pdf> (дата обращения: 21.02.2020).

References:

1. State Standard (GOST R) 51164-98. Steel Pipe Mains. General Requirements for Corrosion Protection. Weblog. Available from: <http://docs.cntd.ru/document/1200001879> [Accessed 21st February 2020]. (In Russ.)
2. Aginei R.V., Nikulin S.A., Aleksandrov Yu.V. et al. Anticorrosive Protection of Oil and Gas Pipelines. Protective Coatings. Vologda: Infra-Engeneriya; 2019. (In Russ.)
3. Company Standard (STO) Gazprom 9.4-023-2013. Monitoring and Forecasting the Corrosion State of Facilities and Equipment. System for Collecting, Processing and Analyzing Data. Main Requirements. Moscow: Gazprom JSC; 2014. (In Russ.)
4. Maryanin V.V., Karnavsky E.L. The Concept of a Corrosion Monitoring System for Gas Transportation System Facilities. Korroziya "Territorii "NEFTEGAS" [Corrosion of Oil and Gas Territory]. 2016;1(33):58–60. (In Russ.)
5. Method for Adjusting Parameters of Cathodic Protection of Underground Pipelines: patent RU 2659543 C1. Inventors: Karnavsky E.L., Nikulin S.A., Puzhaylo A.F. et al. Proprietor – Giprogaztsentr JSC; No 2017121444; appl. 19.06.2017; publ. 02.07.2018; bull. No 19; 10 p. (In Russ.)
6. Nikulin S.A. Increase of Efficiency Prevention of Corrosion on Oil and Gas Pipelines on the Basis of Optimum Regulation of Working Modes of Cathodic Protection Stations. Dissertation of Cand. Sci. (Engineering). Ukhita: Ukhita State Technical University; 2015. (In Russ.)
7. Bornukovskaya K.A., Karnavskiy E.L., Nikulin S.A., Martynenko D.S. Optimization of Electrochemical Protection Systems Equipment Operating Modes depending on Current State of the Gas Pipeline. Territorija "NEFTEGAS" [Oil and Gas Territory]. 2019;(9):26-36. (In Russ.)
8. Company Standard (STO) Gazprom 9.2-003-2009. Anticorrosive Protection. Design of Electrochemical Protection of Underground Structures. Weblog. Available from: <https://samara-tr.gazprom.ru/d/textpage/8e/142/sto-gazprom-9.2-003-2009-zashchita-ot-korrozii.-proektirovanie-e.pdf> [Accessed 21st February 2020]. (In Russ.)