



www.volsu.ru

ИННОВАЦИИ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ, МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОМ И ХИМИЧЕСКОМ МАШИНОСТРОЕНИИ

DOI: <https://doi.org/10.15688/jvolsu10.2017.1.5>

УДК 622.24:551.351

ББК 30.82

РАСЧЕТНО-ПОЛЕВЫЕ МЕТОДИКИ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ СОСТОЯНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ

Марина Викторовна Трохимчук

Кандидат горно-минералогических наук, доцент кафедры теплоэнергетики и теплотехники,
Московский энергетический институт (филиал в г. Волжском)

tro232957@mail.ru

просп. им. Ленина, 69, 404110 г. Волжский, Российская Федерация

Аннотация. Рассмотрены вопросы использования существующих методик оценки качества антикоррозионного покрытия при расчете капитальных затрат на ремонт. Показаны их достоинства и недостатки. Предлагается к использованию устройство для врезки в действующий трубопровод, которое обладает более высокими функциональными возможностями в сравнении с другими типами устройств за счет возможности врезки в трубопроводы различного диаметра.

Ключевые слова: трубопроводный элемент, антикоррозионное покрытие, шурф, врезка отвода, методики диагностирования.

В настоящее время существует необходимость количественной оценки физического состояния подземных трубопроводов с целью их паспортизации и планирования капитальных затрат на ремонт. Часть полевых методик устарела и требует пересмотра. Например, руководящие документы по коррозионным исследованиям включают в себя: а) оценку качества изоляционного покрытия трубопровода в выбранных точках сети; б) прогнозирование коррозионного процесса и пр.

Измерения, необходимые для оценки процесса коррозии, рекомендуется проводить на трубопроводах непосредственно в шурфах, поскольку иные методики оценки не рекомендуются для повсеместного применения. При шурфовании с шагом 200 м (шаг больше 200 м не даст достоверной информации для сложной трубопроводной сети) для анализа коррозионного состояния, например, для 3 000 км газопроводной сети города понадобится 15 000 шурфов, что при стоимости работ на одном шурфе (земляные, изоляционные, из-

мерительные полевые и камеральные работы) более 3 000 руб./шурф приведет к суммарным затратам не менее $3\ 000 \times 15\ 000 = 45\ 000\ 000$ рублей. Такие работы при объеме 500 шурфов в год потребуют не менее 30 лет и денежных затрат $3\ 000 \times 500 = 1\ 500\ 000$ руб./год.

Кроме прямых затрат, связанных с шурфованием, выявлены следующие негативные процессы:

1. Экскаватор при вскрытии трубопровода ковшем задевает его и нарушает целостность изоляционного материала. При инструментальном исследовании прилипаемости изоляции также изменяется целостность покрытия, то есть нарушается адгезия, появляются трещины, которые характерны не только в точке исследования, но и по обе стороны от этой точки, а может быть и за пределами шурфа. Особенно это относится к газопроводам со старой, хрупкой изоляцией.

2. Проведенная переизоляция оголенного участка новой липкой лентой или свежим битумом приведет к тому, что на трубопроводе в шурфе возникнет гальваническая неоднородность, анодом которой будет граница между старой и новой изоляцией, а катодом – весь остальной старый трубопровод с трещинами в изоляции. Это приведет к появлению в трубопроводной сети сотен новых коррозионных макропар.

3. Рекомендуемая для измерения удельного электрического сопротивления изоляции методика «мокрого полотенца», то есть наложение на изолированный трубопровод бандажа-электрода с поляризацией трубопровода от внешнего источника тока, не всегда дает верные результаты, поскольку поляризационное сопротивление, доля которого в общем сопротивлении изоляционного покрытия ($R_{из}$) может составлять 90 и более процентов, зависит от плотности тока поляризации как нелинейное сопротивление. Известно, что в натуральных условиях напряжение на изоляции трубопровода не превышает 1,5 В. Именно при этом напряжении необходимо измерять величину $R_{из}$. Но при использовании метода «мокрого полотенца» нормативно допустимое напряжение на бандаже-электроде равно 30 В, плотность поляризующего тока через изоляцию, таким образом, превышает фактическую плотность поляризации в 20 раз. В то же время извест-

но, что чем больше ток поляризации, тем меньше поляризационное сопротивление. В таком случае неизвестно, что же измеряют методом «мокрого полотенца», тем более что полотенце под бандажом рекомендуется смачивать 3-процентным раствором поваренной соли, электрическая проводимость которого может быть на два порядка выше проводимости почвенного электролита.

4. Измерения удельного электрического сопротивления грунта (ρ), взятого из шурфа, с помощью стандартной лабораторной четырехэлектродной установки не всегда точны. Как показали данные, полученные в ОАО «Волгоградгоргаз», результаты лабораторных измерений ρ могут отличаться от результатов полевых на порядок, причем всегда в сторону понижения. Причина этого процесса кроется в том, что при переносе грунта в лабораторные условия нарушают его естественную структуру. К тому же образец грунта перед измерениями должен смачиваться дистиллированной водой и произвольно утрамбовываться, что также не всегда проводится. Такие измерения удельного электрического сопротивления, полученные в лабораторных условиях, пригодны лишь при исследовании жидких электролитов.

В последние годы авторами разрабатываются расчетно-полевые методики диагностирования коррозионного состояния трубопроводов [1; 2; 4].

Из перечисленных методик полевых исследований требует отдельного обоснования методика определения удельного электрического сопротивления изоляции ($R_{из}$) в точке сети. Поэтому ниже приводятся результаты теоретической и экспериментальной проверки этого способа измерения.

При опытных полевых измерениях, которые были выполнены авторами, ставилась задача оценить достоверность предлагаемой методики определения удельного электрического сопротивления изоляции ($R_{из}$) путем сравнения результатов расчета с результатами непосредственного измерения $R_{из}$ в шурфах методом «мокрого полотенца». В таблицах 1–3 приводятся материалы летних измерений 2016 года.

Как видно из таблиц 1–3, предлагаемая методика измерений $R_{из}$ дает оцениваемые на

Таблица 1

**Определение удельного электрического сопротивления грунта
на территории г. Волгограда**

№ точек	Адрес точки измерения	Диаметр газопровода, d , м	Глубина заложения, h , м	Удельное электрическое сопротивление грунта, ρ , Ом/м ²
1	Пересечение ул. Совнаркомовской и ул. Кубанской	108	1,35	12
2	5-й участок, СКЗ.333	108	1,50	28
3	ул. Иркутская, 9 (торец)	219	1,60	58
4	ул. Иркутская, 9 (фасад)	273	1,65	56
5	ул. Лавочкина, 6 (120 м от точки 4)	299	1,50	83

Таблица 2

Результаты смещения потенциала в земле справа и слева от трубопровода

№ точек	Шаг измерительной установки, Δu , м	Разность потенциалов земля-земля, мВ				Расчетное приращение потенциала земли, $\Delta U_{зем}$, мВ	Приращение потенциала газопровода, $\Delta U_{г}$, мВ
		слева, $U_{зем.1}$		справа, $U_{зем.2}$			
		с СКЗ	без СКЗ	с СКЗ	без СКЗ		
1	2,5	7,10	0,10	6,90	-0,10	7,000	250
2	3,0	-12,20	-1,50	21,10	1,00	4,700	300
3	3,0	-3,17	-0,27	6,67	-2,18	2,980	350
4	3,0	-7,78	-8,93	-7,70	-7,30	0,375	330
5	3,0	19,90	17,20	2,02	1,98	1,350	300

Таблица 3

Результаты измерения удельного электрического сопротивления изоляции

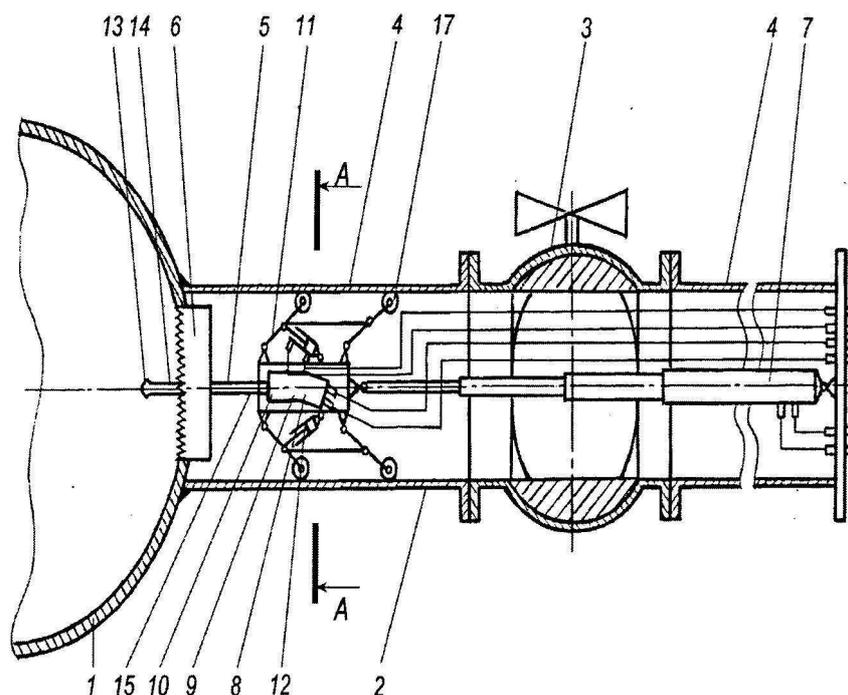
№ точек	Плотность тока трубопровода, j_L , МА/м ²	Измеренное удельное электрическое сопротивление изоляции, $R_{из}$, Ом.м ²	
		с поверхности земли	в шурфе
1	8,1000	31	18
2	2,0800	144	47
3	0,5840	1 140	685
4	0,0341	970	10 532
5	0,0677	4 470	—

практике результаты. Охватываемый методикой диапазон измерений $R_{из}$ достаточно велик. Погрешность измерений плотности тока трубопровода, а следовательно $R_{из}$, определяется погрешностью измерений удельного электрического сопротивления грунта ρ .

Получено, что при полевых измерениях шаг измерительной четырехэлектродной установки не должен быть меньше двух глубин укладки трубопровода. Погрешность измерений $R_{из}$ связана с определением истинного значения стационарного потенциала трубопровода. Погрешность измерений $U_{зем}$ связана с наличием блуждающих токов в земле. В точках 3, 4 и 5 каждое значение $U_{зем}$ определялось как среднее из 30 мгновенных значений.

При исследовании трубопроводных систем необходимо быстро вывести нефтегазовый продукт из трубы. Авторами предлагается к использованию устройство для врезки отвода в действующий трубопровод [3]. Оно позволяет осуществлять качественную врезку в трубопроводы различного диаметра и под заданным углом.

Устройство содержит центрирующий механизм, который выполнен в виде корпуса с установленными на нем фиксаторами, хотя бы в один ряд и с двумя фиксаторами в ряду, с возможностью взаимодействия их с внутренними поверхностями патрубка, задвижкой и герметичным корпусом (см. рисунок). При этом вал режущего элемента приводит во вра-



Общий вид устройства для врезки отвода в действующий трубопровод:

- 1 – трубопровод; 2 – патрубок; 3 – запорный элемент (затворка, шаровый кран и т. д.); 4 – герметичный корпус; 5 – вал; 6 – режущие элементы; 7 – приводные механизмы возвратно-поступательного (гидроцилиндр и т. п.) типа; 8 – приводные механизмы вращательного (электромотор, гидродвигатель и т. п.) типа; 9 – центрирующий механизм; 10 – корпуса; 11 – фиксаторы; 12 – упор; 13 – крайняя точка режущего элемента; 14 – крайняя точка механизма захвата вырезанного из трубы участка; 15 – перемещающиеся части; 16 – опорные поверхности; 17 – ролики

щение приводные механизмы вращательного типа и связан с корпусом. Корпус центрирующего механизма соединен с герметичным корпусом приводного механизма возвратно-поступательного типа таким образом, чтобы в сложенном состоянии приводного механизма возвратно-поступательного типа крайняя точка перемещающихся частей со стороны трубопровода могла находиться в герметичном корпусе устройства.

Предлагаемое устройство для врезки в действующий трубопровод расширит функциональные возможности данного типа устройств за счет возможности врезки в трубопроводы различного диаметра. Существующие технологии машиностроения и применяемые материалы позволяют организовать промышленное изготовление предлагаемого устройства.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Инструкция по определению коррозионной агрессивности грунта методом катодной поляризации. – Волгоград, 2000.

2. Инструкция по оценке скорости коррозии подземных газопроводов методом градиента потенциала. – Волгоград, 1999.

3. Пат. 2010150412/06 Российская Федерация. Устройство для врезки отвода в действующий трубопровод / Трохимчук М. В., Лапынин Ю. Г., Архипов А. А., Макаренко А. Н.; заявитель и патентообладатель РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – N 1653762/23; заявл. 08.12.10; опубл. 20.06.12. – 6 с.

4. Ткаченко, В. Н. Расчет локального электрического сопротивления неоднородного защитного покрытия подземного трубопровода / В. Н. Ткаченко // Защита металлов. – 2002. – Т. 38, № 1. – С. 100–114.

REFERENCES

1. *Instruktsiya po opredeleniyu korrozionnoy aggressivnosti grunta metodom katodnoy polarizatsii* [Instructions for Determination of Corrosion Aggressiveness of Soil by the Method of Cathodic Polarization]. Volgograd, 2000.

2. *Instruktsiya po otsenke skorosti korrozii podzemnykh gazoprovodov metodom gradienta potentsiala* [Guidelines for Evaluation of the Rate of

Corrosion of Underground Pipelines by the Method of Potential Gradient]. Volgograd, 1999.

3. Trokhimchuk M.V., Lapynin Yu.G., Arkhipov A.A., Makarenko A.N. *Pat. 2010150412/06 Rossiyskaya Federatsiya. Ustroystvo dlya vrezki otvoda v deystvuyushchiy truboprovod* [Device to Tie the Branch to the Existing Pipeline]. Gubkin Russian State University of Oil and Gas is a Patent Applicant and Patent

Holder. no. 1653762/23; application of December 8, 2010; published on June 20, 2012. 6 p.

4. Tkachenko V.N. *Raschet lokalnogo elektricheskogo soprotivleniya neodnorodnogo zashchitnogo pokrytiya podzemnogo truboprovoda* [The Calculation of the Local Electric Resistance of an Inhomogeneous Protective Coating of Underground Pipeline]. *Zashchita metallov*, 2002, vol. 38, iss. 1, pp. 100-114.

DESIGN AND FIELD METHODS OF DIAGNOSING THE CONDITION OF OIL AND GAS PIPELINE SYSTEMS

Marina Viktorovna Trokhimchuk

Candidate of Mining and Mineralogical Sciences, Associate Professor,
Department of Heat Power Engineering and Thermal Technology,
Moscow Power Engineering Institute (Volzhsky Branch)
tro232957@mail.ru
Prosp. Lenina, 69, 404110 Volzhsky, Russian Federation

Abstract. Currently there is a need to quantify the physical condition of underground pipelines with a view to their certification and planning of major repair costs. Part of field techniques is outdated and requires revision. For example, guidelines for corrosion testing include: a) a quality assessment of insulation coating of the pipeline at selected points of the network; b) prediction of the corrosion process.

The author makes measurements necessary for the evaluation of the corrosion process and recommended for pipelines as no other valuation techniques are not recommended for universal application.

In addition to direct costs the following negative processes were identified:

1. Excavator breaks the integrity of the insulating material with a bucket at the opening of the pipeline.

2. Carried out insulation of exposed sections of the new sticky tape, or fresh bitumen will lead to the fact that the pipe in the pit will have galvanic heterogeneity, the anode of which is the border between old and new insulation, and a cathode, the rest of the old pipeline with cracks in the insulation. This will result in a pipe network of hundreds of new corrosion micropar.

The article deals with the use of existing methods of assessing the quality of anti-corrosion coatings in the calculation of capital repair costs. The author demonstrates their advantages and disadvantages. It is proposed to use the device to tie-in to existing pipeline, which has a higher functionality in comparison with other types of devices due to the possibility of tie-in pipelines of different diameter.

Key words: pipeline element, anti-corrosion coating, pit, box challenge, methods of diagnosing.