

АНАЛИЗ РАЗВИТИЯ КОРРОЗИИ ПОД ИЗОЛЯЦИОННЫМ ПОКРЫТИЕМ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ СОВМЕЩЕНИЯ ДАННЫХ ВНУТРИТРУБНОЙ ДЕФЕКТОСКОПИИ И ЭЛЕКТРОМЕТРИИ

УДК 622.691.4

В.А. Дреньков, ООО «Газпром трансгаз Самара» (Самара, РФ), V.Drenkov@samaratransgaz.gazprom.ru

И.В. Щербо, ООО «Газпром трансгаз Самара», I.Scherbo@samaratransgaz.gazprom.ru

С.А. Холодков, ООО «Газпром трансгаз Самара», S.Kholodkov@samaratransgaz.gazprom.ru

Д.Н. Бельков, ООО «Газпром трансгаз Самара»

А.А. Жулин, ООО «Газпром трансгаз Самара», AA.Zhulin@samaratransgaz.gazprom.ru

В статье рассмотрена конвергенция зон коррозии и участков повреждения изоляционного покрытия (ИП) по результатам внутритрубной диагностики и электрометрических обследований, показана малая корреляция результатов. Показано, что развитие коррозионных дефектов под отслоившимся ИП обусловлено влиянием множества факторов, таких как удельное электрическое сопротивление грунта, блуждающие токи, электрохимическая защита, ведущих к разрушению металла стенки труб в процессе эксплуатации. Проанализированы факторы, влияющие на коррозию, установлена неточность ряда параметров и их недостаточность для обнаружения и установления подпленочной коррозии. Приведено графическое представление распределения коррозионных дефектов. Указаны основные достоинства и недостатки методов диагностики. Даны рекомендации по корректировке границ зон повышенной коррозионной опасности и обследованию газопроводов для определения их реального технического состояния.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: КОРРОЗИЯ, ФАКТОРЫ КОРРОЗИИ, ВНУТРИТРУБНАЯ ИНСПЕКЦИЯ, ДИАГНОСТИКА, ГАЗОПРОВОД.

На сегодняшний день одной из основных причин повреждений газопроводов является коррозия под отслоившимся защитным покрытием – подпленочная коррозия.

Многолетний опыт эксплуатации магистральных газопроводов показал, что межремонтный период полимерного пленочного покрытия в зависимости от внешних и внутренних факторов в несколько раз меньше нормативного срока эксплуатации и составляет для различных диаметров труб в основном 10–15 лет. Поэтому выявление причин, приводящих к отслоению ИП, в целях повышения эксплуатационной надежности магистрального транспорта газа является актуальной задачей [1].

Для решения данной задачи определено техническое состояние газопроводов по результатам

электрометрии и внутритрубной дефектоскопии (ВТД), установлено процентное совпадение (корреляция) коррозионных дефектов, зарегистрированных по ВТД, с зо-

нами повреждения ИП, проведен анализ выявленных дефектов.

В целях повышения уровня точности интерпретации результатов диагностирования рассмотрены



Рис. 1. Процесс коррозии на поверхности трубы

Drenkov V.A., Gazprom transgaz Samara LLC (Samara, RF), V.Drenkov@samaratransgaz.gazprom.ru

Scherbo I.V., Gazprom transgaz Samara LLC, I.Scherbo@samaratransgaz.gazprom.ru

Kholodkov S.A., Gazprom transgaz Samara LLC, S.Kholodkov@samaratransgaz.gazprom.ru

Belkov D.I., Gazprom transgaz Samara LLC, D.Belkov@samaratransgaz.gazprom.ru

Zhulin A.A., Gazprom transgaz Samara LLC, AA.Zhulin@samaratransgaz.gazprom.ru

Under coating corrosion analysis on the results of in-line inspection and electrometric diagnostics

The article describes the convergence of corrosion zones and corrosion damage coating areas on the results of in-line inspection and electrometric diagnostics. It shows the low correlation of results due to the uncertainty of corrosion process. Development of corrosion defects depends on a large number of factors related to the electrical resistance of soil, stray voltage, electrochemical protection and etc. which destruct the pipe wall thickness during the operation. It gives the analysis of factors affecting the corrosion, establishes the inaccuracy of some parameters and their failure to detect under coating corrosion. It presents graphical distribution of corrosion defects. It shows the advantages and disadvantages of different kinds of diagnostics. The authors give recommendations for adjustments to areas of increased corrosion danger and survey to determine the real technical condition of gas pipeline.

KEYWORDS: CORROSION, CORROSION FACTORS, DIAGNOSTIC, IN-LINE INSPECTION, GAS PIPELINE.

дефекты потери металла, зарегистрированные ВТД, и повреждения ИП, выявленные в ходе электрометрических обследований. Пространственное совмещение данных выполнено методом одометрической привязки дефектов ВТД к границам зон повреждения ИП, определенным по GPS-координатам. Корреляция результатов обследований определялась отношением числа вызываемых коррозией дефектов, попавших в зоны повреждения ИП, к общему числу коррозионных дефектов на исследуемом участке газопровода [2].

Полученная картина конвергенции участков с повреждениями ИП и координат коррозионных дефектов представлена в таблице.

Реальные условия протекания коррозионного процесса, зависящего от химического состава, структуры и состояния поверхности металла трубы, состава и концентрации электролита, температурных условий и пр., приводят к разным сценариям развития коррозионных дефектов. Максимальное соответствие дефектов, вызываемых коррозией, зонам повреждения ИП составило 0,95,

а минимальное – 0. Из таблицы следует, что коррозионная потеря металла однозначно связана с повреждением ИП. Иными словами, на трубе с повреждением ИП велика вероятность развития коррозии, несмотря на электрозащищенность газопровода. В то же время коррозия возникает и в случае неповрежденной изоляции, причем именно объемы подплечной коррозии доминируют в структуре коррозионных дефектов.

Для выявления причин, способствующих развитию подпле-



Рис. 2. Наличие многочисленных язв в зоне влияния блуждающих токов

Корреляция результатов ВТД и зон повреждения ИП

№ газопровода, протяженность зоны обследования	Число коррозионных дефектов по ВТД, шт.	Общая протяженность зон повреждения ИП, м	Число коррозионных дефектов по ВТД в зоне повреждения ИП, шт.	Коэффициент корреляции
№ 1 (2,7 км)	143	1112	137	0,95
№ 2 (2,6 км)	1320	19	189	0,14
№ 3 (33 км)	346 (глубиной до 15 %)	55	7	0,02
№ 4 (133 км)	7138	3437	1006	0,14
№ 5 (32 км)	795 (глубиной до 11 %)	485	46	0,05
№ 6 (1 км)	13 (глубиной до 15 %)	2	0	0
№ 7 (25,1 км)	4613	7461	1121	0,24
№ 8 (8,8 км)	3446	34	183	0,05
№ 9 (34,123 км)	3685	827	1111	0,30
№ 10 (1,403 км)	8	0	0	0
№ 11 (8,01 км)	809	5	0	0
№ 12 (146 км)	1318	1035	254	0,19

ночной коррозии, рассмотрено 350 дефектов, включенных в программы обследования потенциально опасных участков в шурфах (программа ПОУ) по

результатам ВТД. Оценка коррозионной ситуации проводилась путем совокупного анализа нескольких факторов и измеренных параметров.

В результате анализа установлено, что подпленочная коррозия наблюдалась под полимерным покрытием в местах ослабления связи «металл – покрытие». На некоторых участках при отсутствии особых внешних изменений и нарушений ИП на поверхности металла имеется бурый или коричневый налет либо сплошная коррозия по всей поверхности. В ряде случаев коррозия обнаружена в местах дефектов пленки или при ее растрескивании (рис. 1).

Дополнительное негативное влияние блуждающих токов обуславливает достаточно быстрый рост коррозии от центра очага во всех направлениях. В центре очага металл разрушается вглубь, вплоть до сквозного поражения. Поскольку величина блуждающих токов от внешних источников на порядок больше величины токов почвенной коррозии, в анодных и знакопеременных зонах образуются многочисленные язвы (рис. 2).

На рис. 3 представлено угловое распределение дефектов на образующей трубы под отслоившимся ИП. Как видно из диаграммы, основное число дефектов расположено по нижней образующей трубы – с 4 до 8 ч, что характер-

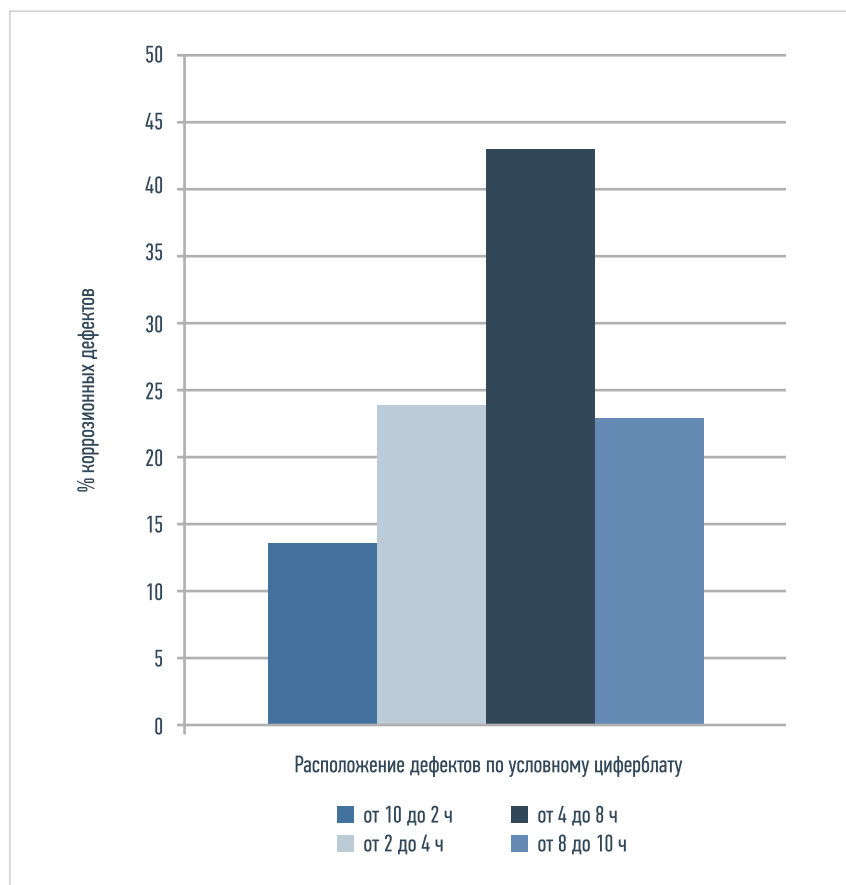


Рис. 3. Распределение дефектов по условному циферблату

но для процессов коррозии, обусловленных дифференциальной аэрацией.

Безусловно, степень адгезии и состояние ИП в целом влияют на развитие подпленочной коррозии. Вздутия, гофры, морщины, складки изоляции, возникающие в процессе эксплуатации и ремонта, приводят к проникновению агрессивных внешних сред, в результате чего происходит интенсивное развитие подпленочной коррозии.

Согласно диаграмме на рис. 4 большая часть коррозионных дефектов расположена в грунтах с максимальной и минимальной коррозионной агрессивностью. Характеристика изменения сопротивления грунта вдоль трассы трубопровода обуславливает образование элементов дифференциальной аэрации, которые и определяют различия в распределении и развитии коррозионных дефектов на участках с повышенной влажностью и воздухопроницаемостью почв.

На рис. 5 представлено распределение коррозионных дефектов по глубине на газопроводах со сроком эксплуатации более 30 лет. Диаграмма показывает, что у 12 % всех выявленных дефектов глубина коррозионного поражения составляет более 30 % толщины стенки трубы, а у 30 % дефектов – от 10 до 30 %. Данный факт указывает на необходимость корректировки оценки зон участков газопровода по критериям коррозионной опасности.

При сохранении требований и характеристик, предъявляемых к ИП, развитие коррозионных процессов наблюдается в 4,5 %, при наличии механических повреждений – в 20 %, а при дефектах ИП в виде складок, вздутий, гофр, морщин и др. – в 86,5 % случаев.

В ряде случаев при низкой адгезионной прочности покрытия происходит отслаивание пленки увеличивающимися в объеме продуктами коррозии без разрушения пленки, что также вызывает активное развитие коррозии.

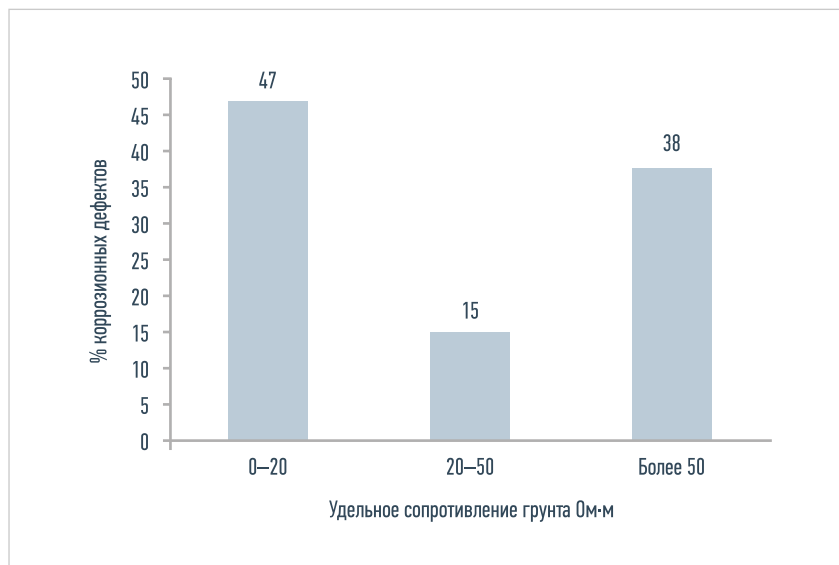


Рис. 4. Распределение дефектов в зависимости от удельного электрического сопротивления грунта

В таких случаях система катодной защиты не обеспечивает подавление коррозионных процессов.

На рис. 6 представлено распределение коррозионных дефектов в зависимости от переходного сопротивления ИП – можно сделать вывод, что число коррозионных дефектов пропорционально состоянию ИП, принятому согласно [3].

В большинстве случаев коррозионные дефекты (в частности, глубина коррозионного повреждения) под покрытием практически не коррелируют со значениями разности потенциалов «труба – земля», так как измеряемая вели-

чина содержит кроме величины поляризационного потенциала, определяющего кинетику электродных реакций, еще и величину падения напряжения между электродом сравнения и металлом трубы. Омический потенциал по знаку совпадает с поляризационным потенциалом, поэтому измеренная прибором величина потенциала всегда больше поляризационного. Это может привести к ложным выводам о защищенности контролируемого сооружения. В определенных условиях (например, при высоком удельном сопротивлении грунта) омическая составляющая может

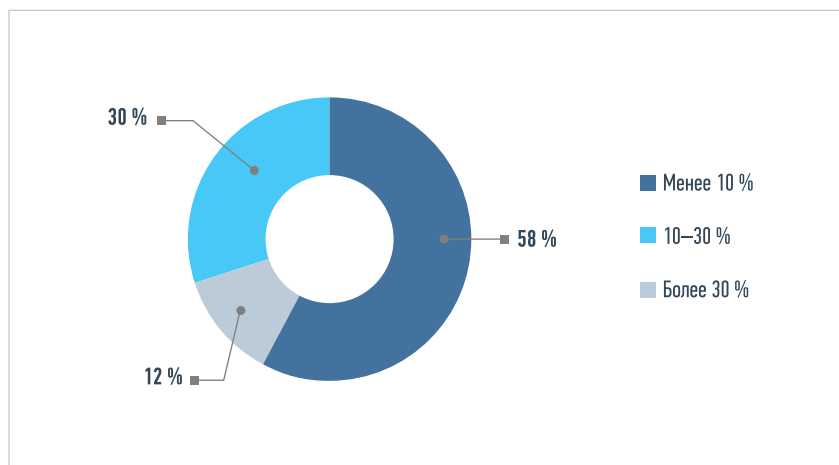


Рис. 5. Распределение дефектов по глубине проникновения коррозии

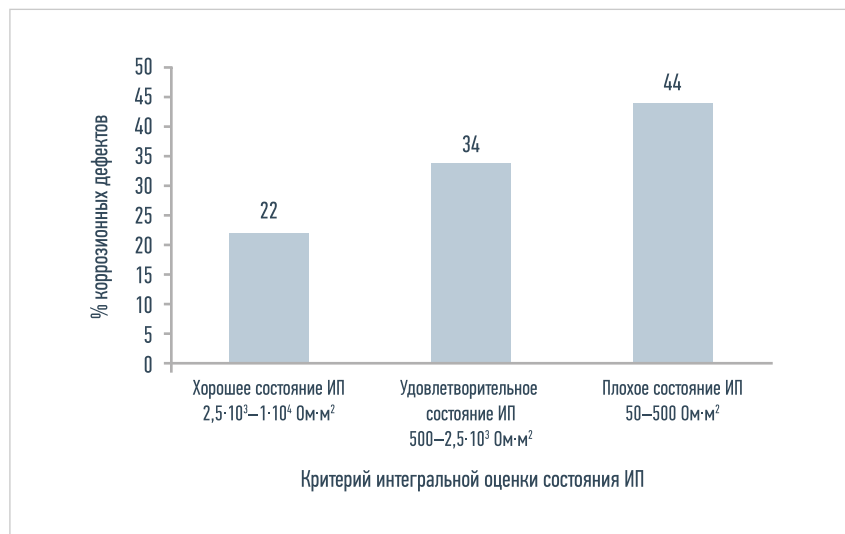


Рис. 6. Распределение коррозионных дефектов в зависимости от переходного сопротивления ИП

быть значительной и в несколько раз превышать величину поляризации потенциала [4].

Таким образом, развитие коррозии обусловлено не одной причиной, а совокупностью факторов, оказывающих влияние на газопровод. ВТД в отличие от электрометрии является более информативным видом диагно-

стики, позволяющим проводить оценку реального коррозионного состояния металла трубы.

Невозможность определения развития коррозии «под пленкой» электрометрическими обследованиями приводит к неверным выводам о коррозионной ситуации на газопроводе. В результате протяженность зон коррозионной

опасности согласно [5] не отражает реальное состояние газопровода.

Анализ результатов совмещения данных ВТД и зон повреждения ИП показал, что для комплексной оценки технического состояния участка газопровода необходимо синхронизировать обследование зон повреждения ИП и дефектов коррозии, зарегистрированных ВТД, на этапе формирования заявки на проведение шурфовочных работ по результатам электрометрии.

В свою очередь, электрометрическое обследование и обследование газопроводов в шурфах остаются одними из основных источников данных для определения технического состояния газопроводов, не подверженных ВТД, согласно [6].

Таким образом, для проведения оценки реального коррозионного состояния газопровода на конкретном участке необходима его комплексная всесторонняя диагностика, включающая ВТД, электрометрию и обследования в шурфах. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Шамшетдинова Н.К. Повышение эффективности электрохимической защиты магистральных газопроводов при наличии отслоений изоляционного покрытия: дисс. ... канд. техн. наук. М.: ВНИИГАЗ, 2009. 23 с.
2. Мальцев Ю.Н., Рудой А.В., Бельков Д.Н. Конвергенция результатов электрометрии и внутритрубной дефектоскопии магистрального газопровода // XVII Международная деловая встреча «Диагностика 2007». М.: ИРЦ «Газпром», 2008. Т. 1. С. 61–65.
3. СТО Газпром 2-2.3-095-2007. Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов. М.: ОАО «Газпром», 2007. 67 с.
4. Жулин А.А., Попов Д.В. Корреляционный анализ данных как один из способов определения поляризационного потенциала в зоне воздействия блуждающих токов // Ашировские чтения: Сб. трудов Междунар. науч.-практ. конф. Т. 1 / Отв. ред. В.В. Живаева. Самара: Самарский ГТУ, 2014. С. 268–276.
5. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. М.: Министерство топлива и энергетики РФ, 1998. 65 с.
6. Р Газпром 2-2.3-756-2013. Диагностирование газопроводов-отводов. Основные положения. М.: ОАО «Газпром», 2013. 48 с.

REFERENCES

1. Shamshetdinova N.K. Increasing the Efficiency of Electrochemical Protection of Main Gas Pipelines when there are Separations of Isolation Coatings: Ph.D. Thesis in Engineering Sciences. Moscow, VNIIGAZ, 2009, 23 pp. (In Russian)
2. Mal'tsev Yu.N., Rudoy A.V., Belkov D.N. Convergence of the Results of Electrical Logging and Smart Pigging of a Main Gas Pipeline. 17th International Business Meeting «Diagnostics 2007». Moscow, «Gazprom» Information and Advertising Center, 2008, Vol. 1, P. 61–65. (In Russian)
3. Gazprom Company Standard 2-2.3-095-2007. Guidelines on the Diagnostic Examination of the Linear Part of Main Gas Pipelines. Moscow, Gazprom OJSC, 2007, 67 pp. (In Russian)
4. Zhulin A.A., Popov D.V. Data Correlation Analysis as One of Means to Establish the Polarization Potential in the Stray Current Affected Area. In: Collected Papers of the International Research and Practical Conference «Ashirovsk Readings». Ed. by V.V. Zhivaeva. Samara, Samara State Technical University, 2014, Vol. 1, P. 268–276. (In Russian)
5. GOST R 51164-98. Steel Main Pipelines. General Requirements to Corrosion Protection. Moscow, Ministry of Fuel and Energy of the Russian Federation, 1998, 65 pp. (In Russian)
6. Gazprom Regulations 2-2.3-756-2013. Diagnostics of Gas Pipeline Bends. Main Provisions. Moscow, Gazprom OJSC, 2013, 48 pp. (In Russian)
4. Zhulin A.A., Popov D.V. Data Correlation Analysis as One of Means to Establish the Polarization Potential in the Stray Current Affected Area. In: Collected Papers of the International Research and Practical Conference «Ashirovsk Readings». Ed. by V.V. Zhivaeva. Samara, Samara State Technical University, 2014, Vol. 1, P. 268–276. (In Russian)
5. GOST R 51164-98. Steel Main Pipelines. General Requirements to Corrosion Protection. Moscow, Ministry of Fuel and Energy of the Russian Federation, 1998, 65 pp. (In Russian)
6. Gazprom Regulations 2-2.3-756-2013. Diagnostics of Gas Pipeline Bends. Main Provisions. Moscow, Gazprom OJSC, 2013, 48 pp. (In Russian)