DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-6-40-51

УДК 620.198:622.4

М.В. Чучкалов (ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа, Российская Федерация),
О.Р. Латыпов, Д.Е. Бугай, А.Б. Лаптев (Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Российская Федерация), **Р.В. Закирьянов,**
Р.А. Зозулько (ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа, Российская Федерация)

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПИЛОТНОГО КОМПЛЕКСА МОНИТОРИНГА ПОДПЛЕНОЧНОЙ КОРРОЗИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Mikhail V. Chuchkalov (Gazprom Transgaz Ufa LLC, Ufa, Russian Federation),
Oleg R. Latypov, Dmitriy E. Bugai, Anatoliy B. Laptev (Ufa State Petroleum
Technological University, Ufa, Russian Federation), **Rustem V. Zakirianov,**
Roman A. Zozulko (Gazprom Transgaz Ufa LLC, Ufa, Russian Federation)

EFFICIENCY EVALUATION OF THE MONITORING PILOT COMPLEX FOR UNDERFILM CORROSION OF MAIN GAS PIPELINES

Введение

Коррозионный процесс в условиях воздействия на металл трубопровода грунтового электролита сопровождается выделением под отслаивающейся изоляцией водорода в ходе катодной деполяризации. Объем выделяющегося вследствие ассимиляции электронов молекулярного водорода пропорционален при этом потере массы металла. Восходящий поток водорода в силу физических особенностей этого газа имеет высокую проникающую способность по отношению к материалам изоляции и структуре большинства грунтов и, как следствие, без особых затруднений перемещается над очагом подпленочной коррозии сквозь грунт, выходит на его поверхность, где и может быть зарегистрирован соответствующим детектором как качественно, так и количественно. При таком подходе к мониторингу подпленочной коррозии (ППК) отсутствует необходимость проведения шурфования на обследуемом участке трубопровода.

Background

The corrosion process under the influence of the soil electrolyte pipeline on the metal is accompanied by the release of hydrogen under the peeling insulation during cathodic depolarization. The volume of molecular hydrogen released due to the assimilation of electrons is proportional to this loss of metal mass. The upward flow of hydrogen due to the physical characteristics of this gas has a high penetrating ability with respect to the insulation materials and the structure of most soils and, as a result, without any difficulties moves over the center of pre-film corrosion through the soil, comes to its surface, where it can be registered with an appropriate detector both qualitatively and quantitatively. With this approach to monitoring under-film corrosion (UFC), there is no need to drill on the surveyed section of the pipeline.

© Чучкалов М.В., Латыпов О.Р., Бугай Д.Е., Лаптев А.Б., Закирьянов Р.В., Зозулько Р.А., 2019

Анализ интенсивности потока водорода над грунтом позволяет установить местоположение развивающегося коррозионного дефекта и оценить возможность дальнейшей эксплуатации трубопровода без проведения ремонтно-восстановительных работ.

Цели и задачи

Целью работы являлась оценка возможности определения местоположения очага ППК по регистрируемой концентрации водорода над поверхностью грунта без проведения шурфования. При этом решались следующие задачи: осуществить тестовые испытания практической эффективности разрабатываемого метода и пилотного комплекса для регистрации водорода, выделяющегося при катодной деполяризации; установить место локализации коррозионного очага по превышению концентрации водорода над фоновым значением.

Методы

Применяли специально разработанный метод определения концентрации водорода над трассой магистрального газопровода. Данный метод и пилотный комплекс для его осуществления позволяют с высокой достоверностью идентифицировать наличие коррозионного процесса на поверхности газопровода посредством регистрации пороговых значений эмиссии водорода в ходе катодной деполяризации на поверхности металла под слоем отслаивающегося защитного покрытия и грунта.

Результаты

Исследования, проведенные с помощью разработанного пилотного комплекса неразрушающего контроля ППК, подтвердили реальную возможность достоверной регистрации потока водорода на поверхности грунта над осью газопровода.

Использование программного обеспечения данного комплекса позволило установить зависимость концентрации водорода на поверхности от продолжительности измерений.

Показано, что над участками с развивающимся очагом ППК происходит превышение концентрации водорода над измеряемым фоновым значением более чем на порядок.

Результаты контрольного шурфового обследования подтвердили наличие коррозионного поражения и параметры его локализации на поверхности трубы.

An analysis of the intensity of the hydrogen flow over the soil allows one to establish the location of the developing corrosion defect and assess the possibility of further operation of the pipeline without repair and restoration work.

Aims and Objectives

The aim of the work was to assess the possibility of determining the location of the PPC center by the recorded concentration of hydrogen over the soil surface without pitting. The following tasks were solved: to carry out test tests of the practical effectiveness of the developed method and the pilot complex for detecting hydrogen released during cathodic depolarization; establish the location of the corrosion center by the excess of hydrogen concentration over the background value.

Methods

A specially developed method for determining the concentration of hydrogen over the route of the main gas pipeline was used. This method and the pilot complex for its implementation make it possible to identify with high reliability the presence of a corrosion process on the surface of the gas pipeline by registering threshold values of hydrogen emission during cathodic depolarization on the metal surface under a layer of exfoliating protective coating and soil.

Results

Studies conducted with the help of the developed pilot complex of non-destructive testing of UFC confirmed the real possibility of reliable registration of the hydrogen flow on the soil surface above the axis of the gas pipeline.

Using the software of this complex made it possible to establish the dependence of the hydrogen concentration on the surface on the duration of the measurements.

It has been shown that over areas with a developing UFC center, the concentration of hydrogen exceeds the measured background value by more than an order of magnitude.

The results of the control pit survey confirmed the presence of a corrosion lesion and the parameters of its localization on the pipe surface.

Ключевые слова: пилотный комплекс мониторинга подпленочной коррозии; магистральный газопровод; трасса; грунт; водородная деполяризация; сорбция водорода

Key words: pilot complex for monitoring under-film corrosion; gas main; route; soil; hydrogen depolarization; hydrogen sorption

Трубопроводный транспорт на территории РФ является преобладающим по объемам перекачиваемого углеводородного сырья [1]. В связи с большой протяженностью трубопроводных сетей коррозия магистральных газопроводов вызывает значительные материальные потери на предприятиях топливно-энергетического комплекса. Коррозионный процесс на внешней поверхности труб в условиях нарушения изоляции и контакта металла с грунтовым электролитом реализуется в ходе двух полуреакций - анодного растворения и катодной деполяризации [2-5]. Согласно закону Фарадея, количество растворяющегося металла прямо пропорционально количеству электричества, протекающего через поверхность трубы в очаге коррозии [6-10]. Соответственно, объем водорода, выделяющегося в катодном процессе, эквивалентен потере массы металла трубы независимо от вида коррозии (язвенная, нитевидная, коррозионное растрескивание и т.д.) [11-14].

Ранее [15-19] нами был предложен новый подход к диагностированию очагов ППК газопроводов по эмиссии выделяющегося при этом молекулярного водорода. Для оценки корректности данного подхода провели предварительные испытания, целью которых было определение местоположения коррозионного очага на поверхности магистрального газопровода. Суть методики исследований заключалась в обнаружении зоны превышения концентрации водорода над фоновым значением на поверхности грунта по следованию трассы газопровода. В качестве детектора водорода применяли стандартный газоанализатор testo 316-2 (Германия). Данный тип приборов позволяет качественно оценивать превышение допустимой концентрации водорода в воздухе над почвой.

Место испытаний представляло собой участок магистрального газопровода ООО

«Газпром трансгаз Уфа», располагающийся в грунте с высокой коррозионной активностью. Тестовый замер концентрации водорода в воздухе над осью газопровода показал его полное отсутствие. Далее согласно схеме, приведенной на рисунке 1, на поверхности грунта в разных точках расположили специальные накопители водорода: 2 накопителя - непосредственно над газопроводом в месте предполагаемого повреждения изоляции; 2 других - на расстоянии 3 м от оси трубопровода.

Время экспозиции накопителей составляло 7 сут, после чего аккумулированная углеводородная субстанция была помещена в пузырьки с плотными крышками для хранения и транспортировки. По достижении субстанцией комнатной температуры в лабораторных условиях провели замеры содержания водорода в газовой среде пузырьков с использованием детектора утечек газов testo 316-2 [10]. Остаточное содержание водорода в точке 2 составило около 10-15 ppm. В остальных точках водород отсутствовал.

Участок газопровода, над которым обнаружили следы водорода, подвергли шурфованию, которое показало отслоение защитного покрытия с очагами нитевидной и язвенной ППК под ним.

Таким образом, была подтверждена «де факто» возможность регистрации над поверхностью грунта эмитирующего из зоны ППК молекулярного водорода, а значит и проведения мониторинга этого вида коррозии в соответствии с предлагаемым в работе подходом, который исключает необходимость трудоемкого и затратного шурфования. С целью создания соответствующего метода и технологии коррозионного мониторинга был разработан специальный электронный комплекс, внешний вид которого приведен на рисунке 2.

Рисунок 1. Места установки накопителей водорода

- 1 - датчики регистрации водорода;
2 - блок обработки и передачи данных

Рисунок 2. Электронный комплекс для мониторинга ППК

Комплекс состоит из следующих блоков:

- электрохимические датчики для регистрации водорода;
- устройство для учета объема водорода и передачи данных;
- персональный компьютер с программным обеспечением, позволяющим проводить оценку зависимости изменения концентрации водорода над грунтом от времени измерений.

Для испытания работоспособности и эффективности описанного пилотного комплекса мониторинга ППК с датчиками регистрации молекулярного водорода и устройством для его учета выбрали три участка на различных магистральных газопроводах ООО «Газпром трансгаз Уфа», имеющие отличающиеся характеристики.

Участок № 1

Испытания проводили в 5 точках, расположенных над осью газопровода, на расстоянии 10 м друг от друга (рисунок 3). Значение электродного потенциала на внешней поверхности трубы составляло минус 1,4 В по медно-сульфатному электроду (МСЭ).

В таблице 1 представлены результаты измерения.

Таблица 1. Результаты измерения концентрации водорода на участке № 1

Номер точки	1	2	3	4	5
Концентрация водорода, ppm	80,0	0,4	0	30,0	0

Из таблицы 1 следует, что концентрация водорода в точке № 1 составляет 80 ppm

(рисунок 4). Согласно данным лабораторных испытаний, на трубе с полимерным ленточным покрытием без дефекта при аналогичном электродном потенциале максимальная концентрация водорода достигает лишь 40 ppm. Это свидетельствует о высокой вероятности локализации дефекта изоляционного покрытия или очага ППК в точке № 1.

Участок № 2

Испытания проводили в трех точках, расположенных над осью трубопровода на расстоянии 5 м друг от друга, и одной точке в стороне от трубопровода на расстоянии 3 м (рисунок 5).

Значение суммарного защитного потенциала на трубопроводе минус 1,4 В по МСЭ.

В таблице 2 представлены результаты измерения концентрации водорода.

Таблица 2. Результаты измерения концентрации водорода на участке № 2

Номер точки	1	2	3	4
Концентрация водорода, ppm	17,0	0	63,0	4,7

Из таблицы 2 следует, что в точке № 2 водород отсутствует. Это подтверждает, что датчик располагался не над осью трубопровода, и водород на поверхность грунта не поступал. Водород диффундировал вверх над трубой без значительного рассеяния. В точке № 3 концентрация водорода значительно увеличивается (до 63 ppm), что может свидетельствовать о наличии очага ППК или сквозного дефекта мастичного покрытия.

Рисунок 3. Схема расположения точек измерения на участке № 1

Рисунок 4. Превышение концентрации водорода в точке № 1

Рисунок 5. Схема расположения точек измерений на участке № 2

Участок № 3

Объем молекулярного водорода анализировали в одиннадцати точках, расположенных над осью магистрального газопровода на расстоянии 5 м друг от друга (рисунок 6).

Значение суммарного защитного потенциала на трубопроводе минус 1,25 В по МСЭ.

В таблице 3 представлены результаты измерения. В точках 6-10 концентрация водорода значительно превышает фоновые значения. На этом участке было проведено шурфовое обследование, которое показало, что именно в точках с высокой концентрацией водорода на поверхности газопровода имелись дефекты коррозионного происхождения и отслоение покрытия (рисунок 7). Абсолютная ошибка определения локализации указанных дефектов при измерениях над поверхностью грунта (глубина заложения трубы - не менее 1,2 м) составляла не более 0,2 м.

Таким образом, полевые испытания подтвердили принципиальную возможность

количественной оценки концентрации эмитирующего с поверхности газопровода водорода над грунтом с точностью до 5 ppm.

Было отмечено существенное изменение концентрации водорода в различных точках над осью газопровода при одном и том же значении защитного потенциала.

Разработанный метод мониторинга коррозионного состояния внешней катодно-защищенной поверхности магистральных газопроводов посредством контроля интенсивности потока эмитирующего водорода позволяет достоверно оценивать наличие не только уже образовавшихся дефектов коррозионного происхождения, но и зон отслоения защитного покрытия, под которым процесс электрохимического растворения металла вступил в активную фазу. При этом отпадает необходимость в осуществлении таких дорогостоящих и не всегда обоснованных работ, как внутритрубная диагностика и шурфование с целью выявления коррозионных дефектов.

Рисунок 6. Схема расположения точек измерения

Таблица 3. Результаты измерения концентрации водорода

Номер точки	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Концентрация водорода, ppm	0	0	3,7	0	22,7	176,3	305,1	680,2	294,5	598,6	40,1

- а) язва;
б) отслоение покрытия

Рисунок 7. Выявленные дефекты на поверхности газопровода

Выводы

В ходе полевых испытаний на действующем газопроводе ООО «Газпром трансгаз Уфа» практически подтверждена возможность обнаружения очагов подпленочной коррозии и коррозионных дефектов на внешней катоднозащищенной поверхности труб посредством оценки интенсивности восходящего потока водорода, регистрируемого с помощью специальных датчиков на поверхности грунта.

Разработан оригинальный комплекс мониторинга ППК, включающий датчики регистрации водорода и устройство для определения различных характеристик его потока. В частности, на исследованных участках га-

зопровода в отдельных точках было обнаружено 10-кратное превышение концентрации водорода над фоновыми значениями.

Дальнейшее шурфовое обследование данных точек показало наличие на поверхности труб коррозионных дефектов, а также дефектов и отслоений защитного покрытия.

Совместный анализ результатов полевых испытаний и лабораторных исследований позволил установить и уточнить влияние ряда факторов на особенности проявления ППК газопроводов, а также получить базовые расчетные зависимости, которые легли в основу разработанного программно-вычислительного аппарата для комплекса мониторинга ППК.

Список литературы

1. Чучкалов М.В., Аскаров Р.М. Особенности проявления поперечного коррозионного растрескивания под напряжением // Газовая промышленность. 2014. № 3 (703). С. 37-39.
2. Лисин В.Н., Спиридович Е.А., Пужайло А.Ф. Оптимизация методов выявления стресс-коррозии на магистральных газопроводах // Газовая промышленность. 2004. № 10. С. 58-59.
3. Гаррис Н.А., Миронова О.Н. Физические причины активизации коррозии магистральных газопроводов большого диаметра // Нефтегазовое дело. 2008. Т. 6. № 1. С. 112-114.
4. Улихин А.Н., Сирота Д.С. Оптимизация параметров ЭХЗ магистральных газопроводов от коррозии в грунтах с различным удельным электрическим сопротивлением // Практика противокоррозионной защиты. 2008. № 3 (49). С. 17-20.
5. Arabei A.B., Bolotov A.A., Shvein Y.A., Marshakov A.I. Ranking Sections of Main Gas Pipelines According to Corrosion Damage Based on Field Polarization Measurements // Protection of Metals and Physical Chemistry of Surfaces. 2012. Vol. 48. No. 7. P. 735-739.
6. Popov V.A., Zhelobetskii V.A., Popov A.V., Korzunin G.S. Electrometric Diagnostics of Corrosion Protection for Linear Sections of Gas Main Pipelines // Russian Journal of Nondestructive Testing. 2011. Vol. 47. No. 4. P. 236-246.
7. Konovalenko I.V., Marushchak P.O., Bishchak R.T. Automated Estimation of Damage to the Surface of Gas Main by Corrosion Pittings // Materials Science. 2014. Vol. 49. No. 4. P. 493-500.
8. Shamshetdinova N.K., Petrov N.A. The Influence of Cathodic Protection Time Gaps on Pipe Wall of Gas Main Corrosion Condition Under Insulating

References

1. Chuchkalov M.V., Askarov R.M. Osobennosti proyavleniya poperechnogo korrozionnogo rastreskivaniya pod napryazheniem [Features of Transverse Stress Corrosion Cracking]. *Gazovaya promyshlennost' - GAS Industry of Russia*, 2014, No. 3 (703), pp. 37-39. [in Russian].
2. Lisin V.N., Spiridovich E.A., Puzhailo A.F. Optimizatsiya metodov vyyavleniya stress-korrozii na magistral'nykh gazoprovodakh [Optimization of Methods for Detecting Stress Corrosion on Main Gas Pipelines]. *Gazovaya promyshlennost' - GAS Industry of Russia*, 2004, No. 10, pp. 58-59. [in Russian].
3. Garriss N.A., Mironova O.N. Fizicheskie prichiny aktivizatsii korrozii magistral'nykh gazoprovodov bol'shogo diametra [Physical Reasons for Activation of Corrosion of Large-Diameter Gas Pipelines]. *Neftgazovoe delo - Petroleum Engineering*, 2008, Vol. 6, No. 1, pp. 112-114. [in Russian].
4. Ulikhin A.N., Sirota D.S. Optimizatsiya parametrov EKhZ magistral'nykh gazoprovodov ot korrozii v gruntakh s razlichnym udel'nyy elektricheskim soprotivleniem [Optimization of Corrosion Electrochemical Protection Parameters of Gas Main in Soils with Different Resistivity]. *Praktika protivokorrozionnoi zashchity - Practice Corrosion Protection*, 2008, No. 3 (49), pp. 17-20. [in Russian].
5. Arabei A.B., Bolotov A.A., Shvein Y.A., Marshakov A.I. Ranking Sections of Main Gas Pipelines According to Corrosion Damage Based on Field Polarization Measurements. *Protection of Metals and Physical Chemistry of Surfaces*, 2012, Vol. 48, No. 7, pp. 735-739.
6. Popov V.A., Zhelobetskii V.A., Popov A.V., Korzunin G.S. Electrometric Diagnostics of Corrosion Protection for Linear Sections of Gas Main Pipelines.

Coating Disbondment // EUROCORR 2010: Materials of European Corrosion Congress. Moscow, Russia. 2010. P. 1511-1519.

9. Александров О.Ю. Защита подземных трубопроводов от вредного влияния геомагнитно-индуцированных блуждающих токов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2017. № 5. С. 48-54.

10. Буклешев Д.О. Прогнозирование возможного диапазона размеров и глубин коррозионных трещин на поверхности магистрального газопровода // Территория Нефтегаз. 2018. № 11. С. 62-68.

11. Харионовский В.В. Надежность магистральных газопроводов: становление, развитие и современное состояние // Газовая промышленность. 2019. № 1 (779). С. 56-68.

12. Пашин С.Т., Усманов Р.Р., Чучкалов М.В., Аскарлов Р.М., Кадачигов Н.П., Митрохин М.Ю. Диагностика и ремонт магистральных газопроводов без остановки транспорта газа. М.: ООО «Газпром Экспо», 2010. 236 с.

13. Котенев В.А., Петрунин М.А., Максаева Л.Б., Цивадзе А.Ю. Трехмерная визуализация продуктов растворения металла в приэлектродном слое на границе раздела металл-раствор // Защита металлов. 2005. Т. 41. № 6. С. 547-561.

14. Маршаков А.И., Рыбкина А.А., Ненасева Т.А. Влияние сорбированного металлом водорода на кинетику активного растворения железа // Коррозия: материалы, защита. 2006. № 5. С. 5-14.

15. Усманов Р.Р., Чучкалов М.В., Зозулько Р.А., Латыпов О.Р., Лаптев А.Б., Бугай Д.Е. О возможности выявления очагов подпленочной коррозии газопроводов по эмиссии водорода // Газовая промышленность. 2019. № 1 (779). С. 100-104.

16. Зозулько Р.А., Чучкалов М.В., Лаптев А.Б., Латыпов О.Р., Бугай Д.Е. Влияние различных факторов на эмиссию водорода под изоляционным покрытием газопровода // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. Вып. 1 (117). С. 57-72. DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-1-57-72.

17. Латыпов О.Р., Зозулько Р.А., Чучкалов М.В. Разработка метода определения подпленочной коррозии на магистральных газопроводах // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2019: матер. междунар. науч.-техн. конф.: в 2 т. Уфа: УГНТУ, 2019. Т. 2. С. 168-171.

18. Латыпов О.Р., Зозулько Р.А., Чучкалов М.В. Зависимость сорбции водорода от pH грунта в случае подпленочной коррозии магистрального газопровода // Нефть и газ: технологии и инновации: матер. национал. науч.-практ. конф.: в 2 т. Тюмень: ТИУ, 2019. Т.1. С. 151-153.

19. Чучкалов М.В., Латыпов О.Р., Бугай Д.Е., Черепашкин С.Е., Лаптев А.Б., Закирьянов Р.В., Зозулько Р.А. Исследование сорбции грунтом водорода, выделяющегося при коррозии

Russian Journal of Nondestructive Testing, 2011, Vol. 47, No. 4, pp. 236-246.

7. Konovalenko I.V., Marushchak P.O., Bishchak R.T. Automated Estimation of Damage to the Surface of Gas Main by Corrosion Pittings. *Materials Science*, 2014, Vol. 49, No. 4, pp. 493-500.

8. Shamshetdinova N.K., Petrov N.A. The Influence of Cathodic Protection Time Gaps on Pipe Wall of Gas Main Corrosion Condition under Insulating Coating Disbondment. *Materials of European Corrosion Congress «EUROCORR 2010»*. Moscow, Russia, 2010, pp. 1511-1519.

9. Aleksandrov O.Yu. Zashchita podzemnykh truboprovodov ot vrednogo vliyaniya geomagnitno-indutsirovannykh bluzhdayushchikh tokov [Protection of Underground Pipelines from the Harmful Influence of Geomagnetically Induced Currents]. *Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa - Equipment and Technologies for Oil and Gas Complex*, 2017, No. 5, pp. 48-54. [in Russian].

10. Bukleshev D.O. Prognozirovaniye vozmozhnogo diapazona razmerov i glubin korrozionnykh treshchin na poverkhnosti magistral'nogo gazoprovoda [Prediction of the Possible Range of Dimensions and Depths of Corrosion Crackings on the Surface]. *Territoriya Neftegaz - Oil and Gas Territory*, 2018, No. 11, pp. 62-68. [in Russian].

11. Kharionovskii V.V. Nadezhnost' magistral'nykh gazoprovodov: stanovleniye, razvitiye i sovremennoye sostoyaniye [Reliability of Main Gas Pipelines: Formation, Development and Modern Situation]. *Gazovaya promyshlennost' - GAS Industry of Russia*, 2019, No. 1 (779), pp. 56-68. [in Russian].

12. Pashin S.T., Usmanov R.R., Chuchkalov M.V., Askarov R.M., Kadachigov N.P., Mitrokhin M.Yu. *Diagnostika i remont magistral'nykh gazoprovodov bez ostanovki transporta gaza* [Diagnostics and Repair of Main Gas Pipelines without Stopping Gas Transport]. Moscow, Gazprom Ekspo Publ., 2010. 236 p. [in Russian].

13. Kotenev B.A., Petrunin M.A., Maksaeva L.B., Tsivadze A.Yu. Trekhmernaya vizualizatsiya produktov rastvoreniya metalla v prielektrodnom sloe na granitse razдела metall-rastvor [3D Visualization of the Dissolution Products of a Metal in the Near-Electrode Layer at the Metal-Solution Interface]. *Zashchita metallov - Protection of Metals*, 2005, Vol. 41, No. 6, pp. 547-561. [in Russian].

14. Marshakov A.I., Rybkina A.A., Nenasheva T.A. Vliyaniye sorbirovannogo metallom vodoroda na kinetiku aktivnogo rastvoreniya zheleza [Influence of Metal-Sorbed Hydrogen on Kinetics of Active Dissolution of Iron]. *Korroziya: materialy, zashchita - Corrosion: Materials, Zashchita*, 2006, No. 5, pp. 5-14. [in Russian].

15. Usmanov R.R., Chuchkalov M.V., Zozulko R.A., Latypov O.R., Laptev A.B., Bugai D.E. O vozmozhnosti vyyavleniya ochagov podplenochnoi korrozii gazoprovodov po emissii vodoroda [On the Possibility of Identification of the Underfilm Corrosion Centers of Gas Pipelines by Hydrogen Emission]. *Gazovaya promyshlennost' - GAS Industry of Russia*, 2019, No. 1 (779), pp. 100-104. [in Russian].

газопровода под изоляцией // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. Вып. 5 (121). С. 64-74. DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-5-64-74.

16. Zozulko R.A., Chuchkalov M.V., Laptev A.B., Latypov O.R., Bugai D.E. Vliyanie razlichnykh faktorov na emissiyu vodoroda pod izolyatsionnym pokrytiem gazoprovoda [Influence of Different Factors on Emission Hydrogen Under Insulating Coating Gas Pipeline]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2019, Issue 1 (117), pp. 57-72. DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-1-57-72 [in Russian].

17. Latypov O.R., Zozulko R.A., Chuchkalov M.V. Razrabotka metoda opredeleniya podplenochnoi korrozii na magistral'nykh gazoprovodakh [Development of a Method for Determining Subfilm Corrosion on Main Gas Pipelines]. *Materialy mezhdunarodnoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii «Sovremennye tekhnologii v neftegazovom dele - 2019»: v 2 t.* [Materials of the International Scientific and Technical Conference «Modern Technologies in Oil and Gas Business-2019»: in 2 vol.]. Ufa, UGNTU Publ., 2019, Vol. 2, pp. 168-171. [in Russian].

18. Latypov O.R., Zozulko R.A., Chuchkalov M.V. Zavisimost' sorbtzii vodoroda ot rN grunta v sluchae podplenochnoi korrozii magistral'nogo gazoprovoda [Dependence of Hydrogen Sorption on Soil pH in Case of Subfilm Corrosion of the Main Gas Pipeline]. *Materialy natsional'noi nauchno-prakticheskoi konferentsii «Neft' i gaz: tekhnologii i innovatsii»: v 2 t.* [Materials of the National Scientific and Practical Conference «Oil and Gas: Technologies AND Innovations»: in 2 Vol.]. Tyumen', TIU Publ., 2019, Vol. 1, pp. 151-153. [in Russian].

19. Chuchkalov M.V., Latypov O.R., Bugai D.E., Cherepashkin S.E., Laptev A.B., Zakiryanov R.V., Zozulko R.A. Issledovanie sorbtzii gruntom vodoroda, vydelyayushchegosya pri korrozii gazoprovoda pod izolyatsiei [Research of Sorption by Hydrogen Soil, Isolated during Corrosion of Gas Pipeline under Insulation]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2019, Issue 5 (121), pp. 64-74. DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-5-64-74 [in Russian].

Авторы

• Чучкалов Михаил Владимирович, д-р техн. наук
ООО «Газпром трансгаз Уфа»
Начальник технического отдела
Российская Федерация, 450054, г. Уфа,
ул. Рихарда Зорге, 59
e-mail: mchuchkalov@ufa-tr.gazprom.ru

• Латыпов Олег Ренатович, д-р техн. наук
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Профессор кафедры «Технология нефтяного
аппаратостроения»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: o.r.latypov@mail.ru

The Authors

• Chuchkalov Mikhail V., Doctor of Engineering
Sciences
Gazprom Transgaz Ufa LLC
Head of Technical Department
59, Rikhard Zorge str., Ufa, 450054,
Russian Federation
e-mail: mchuchkalov@ufa-tr.gazprom.ru

• Latypov Oleg R., Doctor of Engineering Sciences
Ufa State Petroleum Technological University
Professor of Oil Processing Equipment Technology
Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
e-mail: o.r.latypov@mail.ru

• Бугай Дмитрий Ефимович, д-р техн. наук, профессор
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Профессор кафедры «Технология нефтяного аппаратостроения»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
e-mail: debugai@mail.ru

• Bugai Dmitriy E., Doctor of Engineering Sciences, Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Professor of Oil Processing Equipment Technology Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062, Russian Federation
e-mail: debugai@mail.ru

• Лаптев Анатолий Борисович, д-р техн. наук
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Ведущий научный сотрудник кафедры «Технология нефтяного аппаратостроения»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
e-mail: laptev@bk.ru

• Laptev Anatoliy B., Doctor of Engineering Sciences
Ufa State Petroleum Technological University
Leading Researcher of Oil Processing Equipment Technology Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062, Russian Federation
e-mail: laptev@bk.ru

• Закирьянов Рустэм Васильевич
ООО «Газпром трансгаз Уфа»
Главный инженер - заместитель генерального директора
Российская Федерация, 450054, г. Уфа, ул. Рихарда Зорге, 59
e-mail: rzakirianov@ufa-tr.gazprom.ru

• Zakirianov Rustem V.
Gazprom Transgaz Ufa LLC
Chief Engineer - Deputy General Director
Head of Corrosion Protection Department
59, Rikhard Zorge str., Ufa, 450054, Russian Federation
e-mail: rzakirianov@ufa-tr.gazprom.ru

• Зозулько Роман Анатольевич
ООО «Газпром трансгаз Уфа»
Начальник производственного отдела защиты от коррозии
Аспирант Уфимского государственного нефтяного технического университета
Российская Федерация, 450054, г. Уфа, ул. Рихарда Зорге, 59
e-mail: rzozulko@ufa-tr.gazprom.ru

• Zozulko Roman A.
Gazprom Transgaz Ufa LLC
Head of Corrosion Protection Department
Post-graduate Student of Ufa State Petroleum Technological University
59, Rikhard Zorge str., Ufa, 450054, Russian Federation
e-mail: rzozulko@ufa-tr.gazprom.ru