

DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-1-57-72

УДК 620.198:622.4

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

ВЛИЯНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ФАКТОРОВ НА ЭМИССИЮ ВОДОРОДА ПОД ИЗОЛЯЦИОННЫМ ПОКРЫТИЕМ ГАЗОПРОВОДА

Roman A. Zozulko, Mikhail V. Chuchkalov (Gazprom Transgaz Ufa LLC, Ufa, Russian Federation), **Anatoliy B. Laptev** (All-Russian Institute of Aviation Materials, Moscow, Russian Federation), **Oleg R. Latypov, Dmitriy E. Bugai** (Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation)

INFLUENCE OF DIFFERENT FACTORS ON EMISSION HYDROGEN UNDER INSULATING COATING GAS PIPELINE

Введение

Согласно статистическим исследованиям причин отказов и разрушений магистральных газопроводов коррозия металла и образование ее продуктов являются основными осложнениями, которые существенно сокращают ресурс работы этого важнейшего вида нефтегазового оборудования.

В настоящее время на более чем 2000 км магистральных газопроводов ООО «Газпром трансгаз Уфа» невозможно проведение внутритрубной диагностики вследствие отсутствия равнопроходных участков, инспекционных снарядов малого диаметра и стационарных камер приема-запуска диагностических устройств. Применяемые в этих условиях методы диагностики (электрометрический, магнитометрический, шурфовое обследование) не позволяют выявлять развитие подпленочной коррозии, что зачастую обуславливает ошибочные выводы о коррозионной ситуации на участке газопровода и его техническом состоянии.

Background

According to statistical studies of the causes of failures and destruction of main gas pipelines, metal corrosion and the formation of its products are the main complications that significantly reduce the service life of this important type of oil and gas equipment.

At present, it is impossible to conduct inline diagnostics on more than 2,000 km of gas pipelines of Gazprom Transgaz Ufa LLC due to the lack of equal pass areas, inspection shells of small diameter and stationary cameras for receiving and launching diagnostic devices. The diagnostic methods used in these conditions (electrometric, magnetometric, shuggy examination) do not allow the development of underfilm corrosion to be detected, which often leads to erroneous conclusions about the corrosion situation in the gas pipeline section and its technical condition.

Цели и задачи

Целью работы являлась оценка влияния различных факторов (размер коррозионного поражения, величина тока катодной поляризации, глубина расположения коррозионного дефекта и др.) на эмиссию водорода под защитным покрытием газопровода. При этом основной задачей исследования было определение влияния плотности катодного тока, подаваемого на защищаемый газопровод, и скорости коррозии стали под изоляцией, протекающей с катодной деполаризацией, на интенсивность эмиссии водорода над грунтом в области подпленочного очага коррозии.

Методы

Использованы стандартные методы исследований: измерение *pH* модельных коррозионных сред, имитирующих грунтовый электролит, а также разности электродных потенциалов на различных участках металлической поверхности под изоляцией. Для определения скорости коррозии образцов из Ст3 использовали объемный метод испытаний. Применяли также оригинальную методику, которая позволяла оценивать наличие коррозионного процесса под пленкой посредством регистрации эмиссии водорода, выделяющегося в ходе водородной деполаризации.

Результаты

Показано, что предполагаемая методика обеспечивает принципиальную возможность регистрации эмиссии водорода над коррозионным дефектом. Выявлено влияние ряда факторов, способствующих водородной деполаризации под защитным покрытием, на интенсивность эмиссии. Результаты испытаний позволили рассчитать максимальную концентрацию водорода над очагом коррозии.

Aims and Objectives

The aim of the work was to assess the influence of various factors (size of corrosion damage, magnitude of cathode polarization current, depth of location of a corrosion defect, etc.) on hydrogen emission under a protective coating of a gas pipeline. In this case, the main task of the study was to determine the influence of the density of cathode current supplied to the protected gas pipeline and the corrosion rate of steel under insulation flowing with cathodic depolarization on the intensity of hydrogen emission above the ground in the area of the film corrosion.

Methods

Standard research methods were used: measuring the pH of model corrosive media imitating a ground electrolyte, as well as differences in electrode potentials in different parts of the metal surface under insulation. To determine the corrosion rate of specimens from St3, the bulk test method was used. An original method was also used, which made it possible to assess the presence of a corrosive process under the film by means of registering the hydrogen emission released during hydrogen depolarization.

Results

It is shown that the proposed method provides a fundamental possibility of registering the hydrogen emission over a corrosion defect. The influence of factors contributing to hydrogen depolarization under a protective coating on the emission intensity has been revealed. The test results allowed to calculate the maximum hydrogen concentration above the corrosion center.

Ключевые слова: магистральный газопровод, коррозионный дефект, подпленочная коррозия, эмиссия водорода, катодная деполаризация, скорость коррозии, углеродистая сталь

Key words: main gas pipeline, corrosion defect, underfilm corrosion, hydrogen emission, cathodic depolarization, corrosion rate, carbon steel

В грунтовом электролите на металле внешней поверхности газопровода под изоляцией наблюдается водородная деполяризация, поскольку вследствие затрудненного доступа кислорода и жизнедеятельности бактерий водная среда может иметь более низкие значения pH , чем при коррозии в отсутствие покрытия [1-4].

Важной особенностью грунтовой коррозии является появление не только микрогальванических элементов, связанных с неоднородностью структуры поверхности металла, но и макрогальванопар, образование которых связано с гетерогенностью состава грунта и дифференциальной аэрацией отдельных участков газопровода [5, 6]. Следовательно, грунтовая коррозия обусловлена одновременным протеканием макро- и микрокоррозионных процессов, соотношение между скоростями которых зависит от протяженности залегающей в грунте конструкции. Развитие грунтовой коррозии вследствие функционирования преимущественно микрогальванических элементов наблюдается чаще на объектах малой протяженности [7]. При этом грунт, контактирующий с поверхностью такой конструкции, считается достаточно однородным [6, 8]. Однако на магистральных газопроводах возможно появление макрокоррозионных элементов за счет дифференциальной аэрации на краях конструкции и разных глубин ее залегания [9, 10]. Во влажном грунте процесс протекает преимущественно с катодным контролем, а в сухих рыхлых почвах - с анодным [11, 12]. Иногда при работе протяженных микрокоррозионных элементов может наблюдаться катодно-омический контроль.

Таким образом, *основными особенностями подземной коррозии внешней катоднозащищенной поверхности газопроводов* являются:

- водородная деполяризация металла под защитным покрытием;
- функционирование микро- и макрокоррозионных элементов;
- влияние на процесс коррозии удельного электросопротивления грунта;
- язвенный характер коррозионных поражений.

Hydrogen depolarization is observed in the ground electrolyte on the metal of the pipeline outer surface under insulation, because due to the oxygen obstructed access and bacteria vital activity, the aqueous medium may have lower pH values than during corrosion without coating [1-4].

An important feature of soil corrosion is the appearance of not only micro-galvanic elements associated with the non-uniformity of the metal surface structure, but also macrogalvanopairs, the formation of which is associated with the heterogeneity of the soil composition and differential aeration on gas pipeline individual sections [5, 6]. Consequently, soil corrosion is caused by the simultaneous occurrence of macro- and micro-corrosion processes, the ratio between the rates of which depends on the structure length in the soil. The development of soil corrosion due to the functioning of predominantly microgalvanic elements is more often observed on small extent objects [7]. In this case, the soil in contact with the structure surface is considered fairly uniform [6, 8]. However, on main gas pipelines it is possible the appearance of macro-corrosive elements due to differential aeration at the structure edges and different depths of its occurrence [9, 10]. In wet soil, the process proceeds predominantly with cathodic control, and in dry, loose soils, with anodic control [11, 12]. Sometimes, when working with extended microcorrosion elements, cathode-ohmic control can be observed.

Thus, the *main features of underground corrosion of the external cathode-protected surface of gas pipelines* are:

- hydrogen depolarization of the metal under a protective coating;
- functioning micro- and macro-corrosive elements;
- impact on the corrosion process of the soil specific electrical resistance;
- pitting corrosion lesions.

Анализ научно-технической литературы [5] и результаты проведенных нами полевых испытаний подтвердили реальную взаимосвязь эмиссии водорода на поверхности газопровода под изоляцией с рядом существенных факторов.

Первоначально установили зависимость количества выделяющегося водорода от геометрических размеров коррозионного поражения. Для этого провели исследование процесса водородной деполяризации на поверхностях металлических образцов в кислом растворе с помощью объемного метода, который заключается в определении объема газа, выделяющегося или поглощаемого в процессе коррозии. Первый случай характерен для коррозии с водородной деполяризацией (выделяется водород), второй - с кислородной деполяризацией (поглощается кислород). Коррозия с водородной деполяризацией присуща металлам, имеющим электродный потенциал отрицательнее, чем потенциал водородного электрода. Она протекает, как правило, в кислых средах. Однако в присутствии грунтового электролита коррозия углеродистой стали под защитным покрытием также происходит с водородной деполяризацией [3, 6].

Опыты проводили на плоских образцах, выполненных из стали Ст3, с помощью установки, схема которой приведена на рисунке 1. Сначала замеряли размеры образцов с точностью до 0,1 мм и рассчитывали площадь их поверхности. Далее образцы обезжиривали ацетоном, промывали дистиллированной водой и высушивали фильтровальной бумагой. Определяли массу каждого образца на аналитических весах с точностью до 10^{-4} г. Затем образцы закрепляли в держателях 8 и помещали в лабораторные стаканы 1. Бюретки 2 закрепляли таким образом, чтобы воронки находились над образцами и закрывали их, как показано на рисунке 1. После сбора установки наливали в первый стакан 0,5 л 1 %-ого раствора хлорида натрия с добавлением 0,5 н. серной кислоты и быстро через резиновую трубку 4 при открытом кране 5 водоструйным насосом 9 набирали раствор кислоты в бюретку точно до верхнего деления и закрывали кран

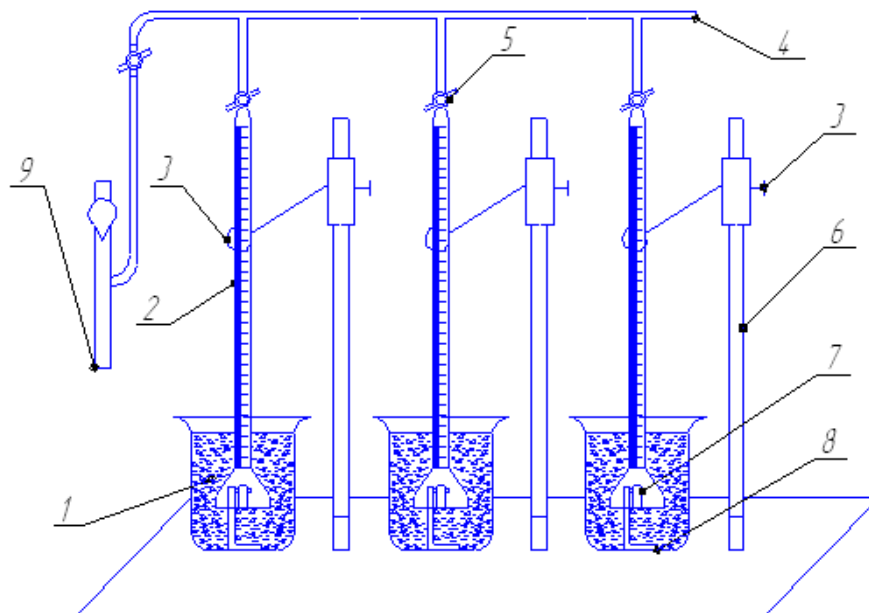
The analysis of scientific and technical literature [5] and the results of field tests conducted by confirmed the real relationship of hydrogen emissions on the pipeline surface under insulation with a number of significant factors.

Initially, the dependence of the released hydrogen amount on the corrosion damage geometrical dimensions was established. To do this, we studied the hydrogen depolarization process on the metal samples surfaces in an acidic solution using the volumetric method, which consists in determining the gas volume emitted or absorbed during the corrosion process. The first case is characteristic for corrosion with hydrogen depolarization (hydrogen is released), the second - with oxygen depolarization (oxygen is absorbed). Corrosion with hydrogen depolarization is inherent in metals having an electrode potential that is more negative than a hydrogen electrode potential. It flows, as a rule, in acidic environments. However, in the presence of a ground electrolyte, the carbon steel corrosion under a protective coating also occurs with hydrogen depolarization [3, 6].

The experiments were carried out on flat samples made of St3 steel using an installation, its diagram is shown in Figure 1. First, the samples sizes were measured with an accuracy of 0.1 mm and their surface area was calculated. Then, the samples were degreased with acetone, washed with distilled water, and dried with filter paper. The mass of each sample was determined on an analytical balance with an accuracy of up to 10^{-4} g. Then the samples were fixed in holders 8 and placed in laboratory beakers 1. Burettes 2 were fixed in such a way that the funnels were above the samples and closed, as shown in Figure 1. After collecting the installation, 0.5 liter of a 1% sodium chloride solution was poured into the first cup with the addition of 0.5 n. sulfuric acid and quickly through the rubber tube 4, with the faucet 5 open, the water jet pump 9 took the acid solution into the burette exactly to the upper scale and closed the faucet 5. The solution temperature and the start time of the experiment were

5. Записывали температуру раствора и время начала опыта. Остальные бюретки заполняли раствором кислоты аналогичным образом.

recorded. The remaining burettes were filled in with an acid solution in a similar way.



1 - стакан с раствором кислоты;
2 - бюретка; 3 - зажим; 4 - трубка;
5 - кран; 6 - штатив; 7 - образец;
8 - держатель образца;
9 - водоструйный насос

1 - glass with an acid solution;
2 - burette; 3 - clamp; 4 - tube;
5 - crane; 6 - tripod; 7 - sample;
8 - sample holder;
9 - water jet pump

Рисунок 1. Схема установки для определения скорости коррозии образцов объемным методом

Figure 1. Installation diagram for determining the corrosion rate of samples by the volumetric method

Объем выделившегося водорода отмечали в бюретке с точностью до $0,1 \text{ см}^3$ и записывали через 15, 30, 45, 60 и 90 мин от начала опыта. Через 90 мин эксперименты прекращали, снимали бюретки и, вынув образцы, тщательно удаляли продукты коррозии, промывали водой, просушивали и взвешивали на аналитических весах.

Одновременно объем выделившегося водорода фиксировали с помощью детектора утечки газов типа «Testo 316-2» (Германия). Далее рассчитывали соответствующие показатели коррозии (таблица 1).

The released hydrogen volume was noted in the burette with an accuracy of 0.1 cm^3 and recorded after 15, 30, 45, 60 and 90 min from the experiment start. After 90 min, the experiments were stopped, the burettes were removed and, after removing the samples, the corrosion products were carefully removed, washed with water, dried and weighed on an analytical balance.

At the same time, the released hydrogen volume was recorded using a gas leak detector «Testo 316-2» (Germany). Next, we calculated the corresponding corrosion indicators (Table 1).

Таблица 1. Результаты объемных испытаний

Table 1. The results of volumetric tests

Время опыта, ч Time experience, h	Объем выделившегося водорода, см ³ Volume hydrogen evolution, cm ³	Объемный показатель коррозии, см ³ /см ² · ч Volume corrosion indicator, cm ³ /cm ² · h	Массовый показатель коррозии, г/м ² · ч Mass corrosion indicator, g/m ² · h	Глубинный показатель коррозии, мм/год Depth corrosion indicator mm/year	Показания детектора утечки газов, деление на шкале (дел.) Indications gas leakage detector, scale division (div.)
Площадь образца 1 - 6,25 см ² Sample area 1 - 6.25 cm ²					
0,25	-	-	-	-	14
0,50	-	-	-	-	15
0,75	-	-	-	-	15
1,00	-	-	-	-	16
1,50	0,2	0,02	0,5	0,56	16
Площадь образца 2 - 23,28 см ² Sample area 2 - 23.28 cm ²					
0,25	-	-	-	-	15
0,50	-	-	-	-	16
0,75	-	-	-	-	16
1,00	-	-	-	-	16
1,50	0,6	0,018	0,45	0,49	16
Площадь образца 3 - 53,67 см ² Sample area 3 - 53.67 cm ²					
0,25	-	-	-	-	16
0,50	-	-	-	-	16
0,75	-	-	-	-	16
1,00	-	-	-	-	16
1,50	1,5	0,019	0,47	0,53	16

Из данных таблицы 1 следует, что объем выделившегося водорода существенно зависит от площади коррозионного поражения. Кроме того, при большей площади поражения детектор утечки газов фиксирует максимальную концентрацию водорода за меньший период испытаний. Отметим, что чувствительность детектора утечки газов оказалась недостаточной для прецизионного определения зависимости количества выделяющегося водорода от геометрических размеров образца.

From the data of Table 1 it follows that the amount of hydrogen released significantly depends on the corrosive damage area. In addition, with a larger lesion area, a gas leak detector defines the maximum hydrogen concentration in a shorter test period. It should be noted that the sensitivity of the gas leak detector turned out to be insufficient for the precise determination of the dependence of the hydrogen amount emitted on the sample geometric dimensions.

Полученные результаты (таблица 1) свидетельствуют о том, что площадь коррозионного дефекта не оказывает значительного влияния на скорость коррозии стали, поэтому объемный метод не позволяет установить однозначной корреляции между количеством эмитирующего с зоны поражения водорода и кинетикой растворения металла. Это и понятно, поскольку на скорость коррозии влияет не только интенсивность водородной деполяризации, но и ряд других, как правило, взаимосвязанных факторов (электродный потенциал металла, величина навязываемого потенциала, гетерогенность поверхности, ее развитость, напряженно-деформированное состояние металла и др.). Однако устойчивая эмиссия водорода над участком изолированной трубы является показательным маркером протекающего коррозионного процесса под отслоившейся изоляцией.

Далее определяли влияние глубины расположения корродирующего стального образца на концентрацию водорода над поверхностью сосуда. Образец из Ст3 в виде кольца очищали от продуктов атмосферной коррозии, шлифовали абразивным полотном, обезжиривали его поверхность ацетоном и помещали в мерный цилиндр, наполненный 1 %-ым водным раствором *NaCl*. *pH* раствора изменяли до значения 5,5 путем добавления соляной кислоты и наблюдали процесс выделения водорода на поверхности образца. Водород через раствор диффундировал к поверхности мерного цилиндра, где его объем измеряли с помощью детектора утечки газов.

Провели три серии испытаний (по 3 образца) таким образом, чтобы металлические образцы находились на различной глубине внутри мерного цилиндра.

Образцы заглубляли на 50, 170 и 340 мм.

На рисунке 2 представлен чертеж изготовленной установки.

Результаты проведенных измерений представлены в таблице 2.

На рисунке 3 приведена графическая интерпретация зависимости объема эмитирующего водорода над поверхностью сосуда

The results obtained (Table 1) indicate that the area of the corrosion defect does not have a significant effect on the steel corrosion rate, so the volumetric method does not allow to establish an unambiguous correlation between the hydrogen amount emitting from the defeat zone and the dissolution kinetics metal. This is understandable, since the corrosion rate is influenced not only by the intensity of hydrogen depolarization, but also other, as a rule, interrelated factors (electrode potential of the metal, magnitude of the imposed potential, surface heterogeneity, its development, metal stress-strain state, etc.). However, the steady-state emission of hydrogen over a section of an insulated pipe is an indicative marker of the flowing corrosion process under detached insulation.

Next, the effect of the corroding steel sample depth on the concentration of hydrogen above the vessel surface was determined. A sample from St3 in the form of a ring was cleaned of atmospheric corrosion products, polished with an abrasive cloth, its surface was degreased with acetone and placed in a measuring cylinder filled with 1 % aqueous *NaCl* solution. The *pH* of the solution was changed to 5.5 by adding hydrochloric acid and the process of hydrogen evolution on the sample surface was observed. Hydrogen through the solution was diffused to the measuring cylinder surface, where its volume was measured with a gas leak detector.

Conducted three series of tests (3 samples each) in such a way that the metal samples were at a different depth inside the measuring cylinder.

Samples were deep-laid at 50, 170 and 340 mm.

Figure 2 shows a drawing of a prepared installation.

The measurements results are presented in Table 2.

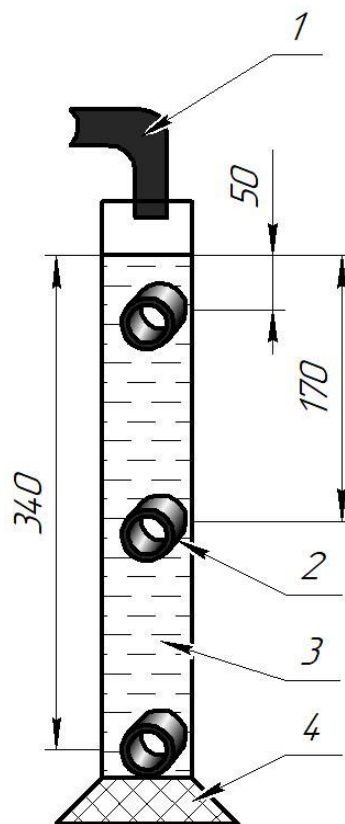
Figure 3 shows a dependence graphical interpretation of the emitting hydrogen volume

в зависимости от степени заглубления образцов.

Согласно полученной в результате аппроксимации данной кривой зависимости, при погружении образца на глубину 1500 мм объем водорода составит 13,2 дел., то есть в аналогичных трассовых условиях можно будет достоверно зарегистрировать наличие водорода над поверхностью грунта и, соответственно, констатировать подпленочную коррозию под зоной замера.

over the vessel surface depending on the degree of samples penetration.

According to this curve of dependence obtained as a result of approximation, when a sample is immersed to a depth of 1500 mm, the hydrogen volume will be 13.2 div., under similar route conditions, it is possible to reliably detect the hydrogen presence above the ground surface and, accordingly, to detect underfilm corrosion under the measurement zone.



- 1 - датчик прибора «Testo 316-2»;
- 2 - металлический образец;
- 3 - раствор 1 % $NaCl + HCl$;
- 4 - мерный цилиндр

- 1 - «Testo 316-2» instrument sensor;
- 2 - metal sample;
- 3 - solution of 1 % $NaCl + HCl$;
- 4 - measuring cylinder

Рисунок 2. Установка для измерения эмиссии водорода

Figure 2. Installation for measuring hydrogen emissions

Таблица 2. Результаты испытаний

Table 2. Test Results

№ образца Sample number	Объем выделившегося водорода при разной глубине погружения образцов, дел.		
	Hydrogen volume released at different depth of samples immersion, div.		
	50 мм 50 mm	170 мм 170 mm	340 мм 340 mm
1	16	16	13
2	16	16	15
3	16	16	14
Среднее The average	16	16	14

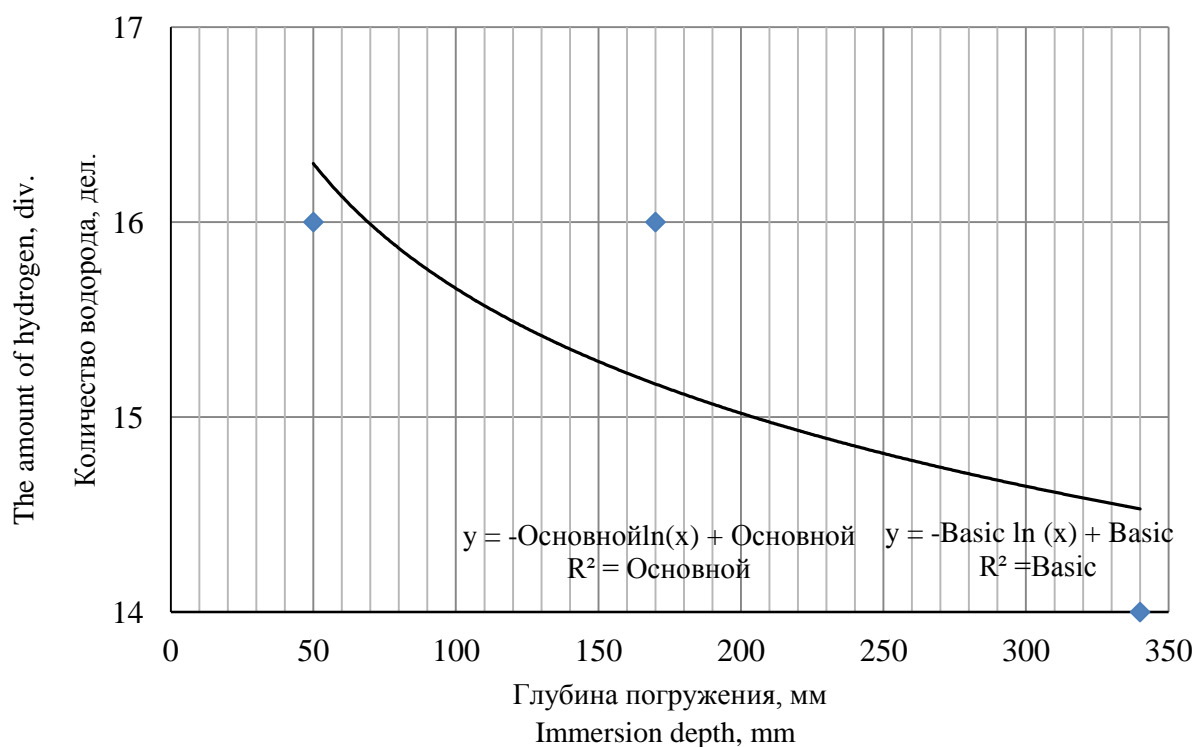


Рисунок 3. Объем водорода над поверхностью сосуда при различном заглублении образцов

Figure 3. The hydrogen volume above the vessel surface at different immersion depth of samples

Затем в специальной колбе определяли минимальное время накопления концентрации водорода, соответствующей порогу чувствительности детектора утечки газов. Образцы помещали в колбу с 1 %-ым водным раствором $NaCl$ ($pH = 5,5$), выдерживали определенное время и измеряли объем водорода с помощью детектора утечки газов. Было установлено, что порог чувствительности детектора достигается в течение 2 мин.

Для защиты магистральных газопроводов от коррозии практически всегда используется катодная защита, поэтому очередной задачей исследования была оценка влияния навязываемого потенциала на эмиссию водорода с поверхности углеродистой стали. Оригинальная методика заключалась в определении объема водорода на поверхности грунта от катоднозащищенных образцов в зависимости от величины катодного тока.

Подготовку поверхности образцов из Ст3 осуществляли аналогичным образом. Затем к образцам прикрепляли изолированные алюминиевые провода (рисунок 4).

Then, the minimum accumulation time of the hydrogen concentration corresponding to the sensitivity threshold of the gas leak detector was determined in a special flask. Samples were placed in a flask with a 1 % aqueous solution of $NaCl$ ($pH = 5.5$), kept for a certain time, and the hydrogen volume was measured using a gas leak detector. It was found that the threshold of detector sensitivity is reached within 2 min.

Cathodic protection is almost always used to protect main gas pipelines from corrosion; therefore, the next task of the study was to evaluate the effect of the imposed potential on hydrogen emission from the carbon steel surface. The original technique consisted in determining the hydrogen volume on the soil surface from the cathodically protected samples depending on the cathode current magnitude.

Surface preparation of samples from St3 was carried out in the same way. Then insulated aluminum wires were attached to the samples (Figure 4).



Рисунок 4. Внешний вид образцов из Ст3 до испытаний

Figure 4. The appearance of samples from St3 before testing

Для имитации коррозионного процесса под защитным покрытием проводили следующие мероприятия:

- вырезали прямоугольные прокладки из бумажного фильтра «Белая лента»;
- подготавливали модельный коррози-

To simulate the corrosion process under a protective coating, the following measures were taken:

- cut out rectangular strip of paper filter «White Ribbon»;
- a model corrosion solution was prepared:

- онный раствор: 1 %-ый $NaCl + HCl$ с $pH = 5,5$;
- смачивали прокладки из фильтровальной бумаги в модельном растворе;
 - закрепляли смоченные прокладки на поверхности металлических образцов (рисунок 5);
 - наносили пленочное покрытие из поливинилхлоридной электроизоляционной ленты (рисунок 6);
 - после подготовки образцы помещали в емкость с грунтом на глубину 50 мм;
 - выдерживали образцы с покрытием в грунте в течение 4 ч для формирования и развития очага подпленочной коррозии.
- 1% $NaCl + HCl$ with $pH = 5.5$;
- wetted pads of filter paper in the model solution;
 - fixed wetted gaskets on the surface of metal samples (Figure 5);
 - applied a film coating of polyvinyl chloride insulating tape (Figure 6);
 - after preparation, the samples were placed in a container with soil to a depth of 50 mm;
 - kept the samples with a coating in the ground for 4 hours to form and develop a center of underfilm corrosion.



Рисунок 5. Металлический образец с закрепленной прокладкой, смоченной в модельном растворе

Figure 5. Metallic sample with a fixed gasket soaked in a model solution



Рисунок 6. Металлический образец с нанесенным защитным покрытием

Figure 6. Metallic sample with a protective coating

Далее в емкость с грунтом помещали коксопековый анод.

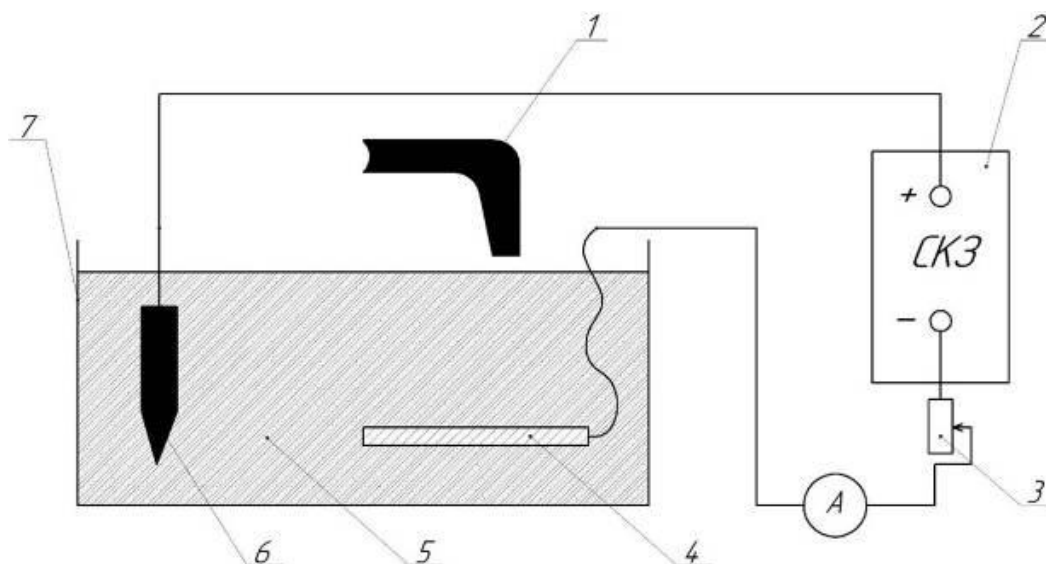
Схема экспериментальной установки приведена на рисунке 7.

Для испытаний применяли два типа образцов: 1 - с наличием смоченной фильтровальной бумаги; 2 - без бумаги.

Next, a coke anode was placed in a container with soil.

The scheme of the experimental setup is shown in Figure 7.

Two types of samples were used for testing: 1 – with the presence of moistened filter paper; 2 - without paper.



- 1 - датчик прибора «Testo 316-2»;
- 2 - станция катодной защиты КСЭР 0,06-0,2;
- 3 - магазин сопротивлений;
- 4 - металлический образец с покрытием;
- 5 - грунт; 6 - анодное заземление;
- 7 - пластмассовая емкость

- 1 - «Testo 316-2» instrument sensor;
- 2 - station of cathodic protection KSER 0,06-0,2;
- 3 - resistance shop;
- 4 - coated metal sample;
- 5 - ground; 6 - anode grounding;
- 7 - plastic container

Рисунок 7. Схема установки для определения зависимости эмиссии водорода от величины тока внешней поляризации

Figure 7. Scheme of the experimental setup for determining emission dependency hydrogen on the magnitude of the external polarization current

Из таблицы 3 следует, что с увеличением катодного тока объем выделившегося водорода возрастает. При наличии развивающегося коррозионного процесса под пленкой происходит водородная деполяризация, которая в большей степени способствует молизации водорода, вследствие чего его объем над поверхностью грунта увеличивается.

From Table 3 it follows that with an increase in the cathode current, the released hydrogen volume increases. In the presence of a developing corrosion process under the film, hydrogen depolarization occurs, which to a greater extent contributes to the hydrogen molization, as a result of which its volume above the soil surface increases.

Таблица 3. Результаты исследования зависимости объема выделившегося водорода от величины катодного тока

Table 3. The study results of the dependence of the released hydrogen volume on the cathode current magnitude

Ток, мА Current, mA	Объем водорода над грунтом, дел. Hydrogen volume above the ground, div.	
	Образец без очага коррозии Sample without corrosion center	Образец с очагом коррозии Corroded Sample
	7,6	3
17,3	7	8
27,3	9	10

Результаты лабораторных экспериментов показали, что концентрация водорода, выделяющегося на поверхности металла при катодной деполяризации, может служить критерием оценки развития подпленочной коррозии и ее скорости.

Выводы

1. Показано, что с увеличением площади развивающегося в грунтовом электролите коррозионного дефекта на образцах из углеродистой стали Ст3 эмиссия молекулярного водорода устойчиво возрастает.

2. Установлено, что даже при расположении образцов из Ст3 на глубине 1,5 м в почвенном электролите наличие водорода над его поверхностью согласно расчетам, проведенным с использованием полученной эмпирической зависимости, должно достоверно регистрироваться с помощью стандартного детектора утечки газов типа «Testo 316-2». В связи с этим дальнейшие исследования будут направлены на оценку влияния на эмиссию водорода таких факторов, как структура, свойства и толщина грунта, тип и толщина защитного покрытия и др.

3. Показано, что минимальное время накопления над поверхностью грунтового электролита концентрации водорода, соответствующей порогу чувствительности стандартного детектора утечки газов типа

The results of laboratory experiments have shown that the concentration of hydrogen released on the metal surface during cathodic depolarization can serve as a criterion for assessing the development of film corrosion and its rate.

Conclusion

1. It is shown that with an increase in the corrosion defect area developing in the ground electrolyte on samples of carbon steel St3, the emission of molecular hydrogen steadily increases.

2. It has been established that even when samples from St3 are located at a depth of 1.5 m in a soil electrolyte, the presence of hydrogen above its surface according to calculations using the obtained empirical relationship should be reliably recorded with a standard gas leak detector «Testo 316-2». In this regard, further studies will be aimed at assessing the impact on hydrogen emissions of such factors as the structure, properties and soil thickness, the type and thickness of the protective coating, etc.

3. It is shown that the minimum accumulation time over the ground electrolyte surface hydrogen concentration corresponding to the sensitivity threshold of a standard type gas leak

«Testo 316-2», составляет всего около 2 мин. В случае разработки специализированного детектора с более высокой чувствительностью метод обнаружения очагов коррозии под изоляцией на основе регистрации эмиссии водорода можно будет отнести к категории экспресс-методов неразрушающего контроля.

4. При наличии под изоляцией развивающегося коррозионного процесса водородная деполаризация на поверхности катоднозащищенной стали Ст3 усиливает эмиссию и последующее образование молекулярного водорода по сравнению со случаем отсутствия под изоляцией очага коррозии. В связи с этим регистрируемый над грунтом в зоне коррозионного очага поток водорода становится ощутимо больше, чем на удалении от него, что может служить признаком наличия подпленочной коррозии.

5. На следующих этапах исследования планируется разработка нового метода мониторинга коррозионного состояния внешней катоднозащищенной поверхности газопроводов, основанного на неразрушающем контроле интенсивности подпленочной коррозии металла с применением датчиков концентрации водорода, а также технологии его практической реализации.

detector «Testo 316-2» is only about 2 min. For the purpose of specialized detector with a higher sensitivity developing, the method of detecting corrosion center under insulation based on the hydrogen emissions registration can be classified as express non-destructive testing methods.

4. If a developing corrosion process is present under the insulation, hydrogen depolarization on carbon-protected steel St3 surface enhances the emission and subsequent formation of molecular hydrogen compared with the corrosion absence under the insulation. Concerning the hydrogen flow registered above the ground in the corrosion center becomes significantly larger than at a distance from it, which may indicate a presence of underfilm corrosion.

5. At the next study stages, it is planned to develop a new method for monitoring the corrosion state of the external cathode-protected surface of gas pipelines, based on non-destructive monitoring of the underfilm corrosion intensity of metal using hydrogen concentration sensors, as well as its practical implementation technology.

Список литературы

1. Латыпов О.Р., Бугай Д.Е., Рябухина В.Н. Влияние компонентов пластовой воды на скорость коррозии нефтепромыслового оборудования // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. Вып. 1 (103). С. 22-33.
2. Latypov O.R. Reduction of Salt Deposits on the Surface of Oilfield Equipment by Management of Electrochemical Parameters of the Medium // Chemical and Petroleum Engineering. November, 2015. Vol. 51, Issue 7. P. 522-525.
3. Гареев А.Г., Насибуллина О.А., Ризванов Р.Г. Исследование водородного охрупчивания металла, приводящего к разрушению металлоконструкции // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017. Вып. 1 (107). С. 107-115.
4. Гареев А.Г., Насибуллина О.А., Ризванов Р.Г. Исследование особенностей коррозионного растрескивания под напряжением образца стали Х70, отобранного из очаговой зоны разру-

References

1. Latypov O.R., Bugai D.E., Ryabukhina V.N. Vliyaniye komponentov plastovoy vody na skorost' korrozii neftepromyslovogo oborudovaniya [Effect of Formation Water Components on Corrosion Rate of Oilfield Equipment]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2016, Issue 1 (103), pp. 22-33. [in Russian].
2. Latypov O.R. Reduction of Salt Deposits on the Surface of Oilfield Equipment by Management of Electrochemical Parameters of the Medium. *Chemical and Petroleum Engineering*, 2015, Vol. 51, Issue 7, pp. 522-525. DOI: dx.doi.org/10.1007/s10556-015-0079-z.
3. Gareev A.G., Nasibullina O.A., Rizvanov R.G. Issledovanie vodородnogo ohrupchivaniya metalla, privodyashchego k razrusheniyu metallokonstrukcii [Investigation of Hydrogen Embrittlement of Metal, Leading to the Destruction of Metal Structures]. *Problemy sbora,*

шения // Нефтегазовое дело. 2015. Т. 13. № 4. С. 244-248.

5. Латыпов О.Р., Кравцов В.В., Черепашкин С.Е. Теория и практика защиты от коррозии трубопроводов и резервуаров. Уфа: Монография, 2018. 542 с.

6. Чучкалов М.В. Разработка методов выявления, торможения и предотвращения коррозионного растрескивания под напряжением на магистральных газопроводах: дис. ... д-ра техн. наук. Уфа, 2015. 364 с.

7. Латыпов О.Р., Латыпова Д.Р., Бугай Д.Е., Рябухина В.Н. Предупреждение накопления электростатического заряда на поверхности нефтепромышленного оборудования // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. Вып. 3 (105). С. 25-34.

8. Latypov O.R., Bugai D.E., Boev E.V. Method of Controlling Electrochemical Parameters of Oil Industry Processing Liquids // Chemical and Petroleum Engineering. July, 2015. Vol. 51. Issue 3. P. 283-285.

9. Овчинникова В.В., Печенкина М.Ю., Латыпов О.Р. Возможность формирования продуктов коррозии на углеродистых сталях в водно-солевых растворах // Матер. 69-й науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ: в 2 т. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. Т. 1. С. 416.

10. Скуридин Н.Н., Латыпова Д.Р., Печенкина М.Ю., Латыпов О.Р., Бугай Д.Е., Рябухина В.Н. Формирование противокоррозионных пленок на металле нефтепромышленного оборудования методом поляризации технологических жидкостей // Нефтяное хозяйство. 2018. № 5. С. 84-86.

11. Миракян С.М., Латыпов О.Р., Бугай Д.Е., Раскильдина Г.З. Поляризационные исследования ингибирующей эффективности некоторых вторичных аминов // Башкирский химический журнал. 2017. Т. 24, № 2. С. 42-45.

12. Faritov A.T., Rozhdestvenskii Yu.G., Yamshchikova S.A., Minnikhanova E.R., Tyusenkov A.S. Improvement of the Linear Polarization Resistance Method for Testing Steel Corrosion Inhibitors // Russian Metallurgy (Metally). Vol. 2016. No. 11. P. 1035-1041.

podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products, 2017, Issue 1 (107), pp. 107-115. [in Russian].

4. Gareev A.G., Nasibullina O.A., Rizvanov R.G. Issledovanie osobennostey korrozionnogo rastreskivaniya pod napryazheniem obraztsa stali X70, otobrannogo iz ochagovoy zony razrusheniya [Investigation of the Features of Stress Corrosion Cracking of an X70 Steel Sample taken from a Focal Destruction Zone]. *Neftgazovoe delo - Petroleum Engineering*, 2015, Vol. 13. No. 4, pp. 244-248. [in Russian].

5. Latypov O.R., Kravtsov V.V., Cherepashkin S.E. *Teoriya i praktika zashchity ot korrozii truboprovodov i rezervuarov* [Theory and Practice of Corrosion Protection of Pipelines and Tanks]. Ufa, Monograph Publ., 2018. 542 p. [in Russian].

6. Chuchkalov M.V. *Razrabotka metodov vyyavleniya, tormozheniya i predotvrashcheniya korrozionnogo rastreskivaniya pod napryazheniem na magistral'nyh gazoprovodah: Diss. d-ra tekhn. nauk* [Development of Methods for Detection, Braking and Prevention of Corrosion Cracking under Stress on Main Gas Pipelines: Doc. Engin. Sci. Diss.]. Ufa, 2015, 364 p. [in Russian].

7. Latypov O.R., Latypova D.R., Bugai D.E., Ryabukhina V.N. Preduprezhdenie nakopleniya ehlektrostaticheskogo zaryada na poverhnosti neftepromyslovogo oborudovaniya [Prevention of Accumulation of Electrostatic Charge on the Surface of Oilfield Equipment]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2016, Issue 3 (105), pp. 25-34. [in Russian].

8. Latypov O.R., Bugai D.E., Boev E.V. Method of Controlling Electrochemical Parameters of Oil Industry Processing Liquids. *Chemical and Petroleum Engineering*, 2015, Vol. 51, Issue 3. pp. 283-285. DOI: dx.doi.org/10.1007/s10556-015-0038-8.

9. Ovchinnikova V.V., Pechenkina M.Yu., Latypov O.R. Vozmozhnost' formirovaniya produktov korrozii na uglevodistykh stalyakh v vodno-solevykh rastvorakh [The Possibility of Forming Corrosion Products on Carbon Steels in Water-Salt Solutions]. *Materialy 69-i nauchno-tekhnicheskoi konferentsii studentov, aspirantov i molodykh uchenykh UGNTU* [Materials of the 69th Scientific and Technical Conference of Students, Graduate Students and Young Scientists USPTU]. Ufa, UGNTU Publ., 2018, Vol. 1. 416 p. [in Russian].

10. Skuridin N.N., Latypova D.R., Pechenkina M.Yu., Latypov O.R., Bugai D.E., Ryabukhina V.N. Formirovanie protivokorrozionnykh plenok na metalle neftepromyslovogo oborudovaniya metodom polyarizatsii tekhnologicheskikh zhidkostey [Formation of Anticorrosive Films on the Metal of Oilfield Equipment by the Method of Polarization of Process Liquids]. *Neftyanoe khozyaystvo - Oil Industry*, 2018, No. 5, pp. 84-86. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-5-84-86. [in Russian].

11. Mirakyan S.M., Latypov O.R., Bugai D.E.,

Raskildina G.Z. Polyarizatsionnye issledovaniya ingibiruyushchey ehffektivnosti nekotorykh vtorichnykh aminov [Polarization Studies of the Inhibitory Efficacy of Some Secondary Amines]. *Bashkirskiy khimicheskiy zhurnal - Bashkirsky Chemical Journal*, 2017, Vol. 24, No. 2. pp. 42-45. [in Russian].

12. Faritov A.T., Rozhdestvenskii Yu.G., Yamshchikova S.A., Minnikhanova E.R., Tyusenkov A.S. Improvement of the Linear Polarization Resistance Method for Testing Steel Corrosion Inhibitors. *Russian Metallurgy (Metally)*, 2016, No. 11, pp. 1035-1041.

Авторы

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

• 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

• Лаптев Анатолий Борисович, д-р техн. наук
Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский институт авиационных материалов»
Главный научный сотрудник
Российская Федерация, 105005, г. Москва,
ул. Радио, 17
e-mail: laptev@bk.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

• 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

The Authors

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

• 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

• Laptev Anatoly B., Doctor of Engineering Sciences
Federal State Unitary Enterprise «All-Russian Institute of Aviation Materials»
Chief Researcher
17, Radio str., Moscow, 105005,
Russian Federation
e-mail: laptev@bk.ru

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

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