

УДК 622.180:622.680

А.Г. Гареев, О.А. Насибуллина, Р.Г. Ризванов, А.Г. Хажиев
(Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа,
Российская Федерация)

ИССЛЕДОВАНИЕ ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ ТРУБОПРОВОДА СИСТЕМЫ НЕФТЕСБОРА СЕВЕРО-КРАСНОЯРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

A.G. Gareev, O.A. Nasibullina, R.G. Rizvanov, A.D. Khazhiev
(Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation)

STUDY OF THE INNER SURFACE OF THE OIL GATHERING PIPELINE IN THE NORTHERN KRASNOYARSK FIELD

Введение

Известно, что важным фактором коррозии в гетерогенных средах является наличие неполярной фазы в нефти. Углеводородная фаза, практически инертная при низких температурах к металлу, аккумулирует повышенное по сравнению с водной фазой количество сероводорода, что увеличивает потенциальную агрессивность гетерогенной системы в целом, обеспечивает диффузию и поддержание высокой концентрации агрессивных агентов на границе раздела «металл - электролит», поэтому происходят интенсивные процессы электрохимического разрушения металла и его наводороживания.

Цели и задачи

Выявить причины разрушения металла по нижней образующей внутренней поверхности трубопровода системы нефтесбора Северо-Красноярского месторождения.

Определить скорость коррозии основного металла и металла в основании язвы методом поляризационных кривых.

Методы

Лабораторные электрохимические коррозионные испытания проводились на прижимной ячейке.

Background

It is known that the presence in oil of a non-polar phase is an important factor of corrosion in heterogeneous media. Hydrocarbon phase, almost inert to metal at low temperatures, accumulates hydrogen sulfide in higher amounts, in comparison with the aqueous phase. This increases the potential aggressiveness of a heterogeneous system as a whole, and promotes diffusion of aggressive agents and maintenance of their high concentrations at the «metal - electrolyte» interface. This results in the intensive processes of electrochemical destruction and hydrogenation of the metal.

Aims and Objectives

To identify the causes of metal destruction along the lower generatrix of the internal surface of oil gathering pipeline in the Northern Krasnoyarsk field.

To determine the corrosion rate of the base metal and metal in the bottom of the pit by plottig polarization curves.

Methods

Laboratory electrochemical corrosion tests were carried out using a held-down cell. Values of potential, corrosion current density and corrosion rate were measured using potentiostat. We used the three-electrode electrochemical system in which a sample cut from the pipeline

С помощью потенциостата измерялись значения потенциала, плотности тока коррозии и скорости коррозии. Использовалась трехэлектродная электрохимическая система, в которой рабочим электродом являлся образец, вырезанный из катушки трубопровода, вспомогательными - платиновый и хлорсеребряный электроды сравнения. Продувка среды осуществлялась азотом. Поляризационные кривые снимались в потенциодинамическом режиме после двух часов экспозиции рабочего электрода в коррозионно-агрессивной среде. Замер скорости коррозии производился с помощью потенциостата по методу линейного поляризационного сопротивления.

Результаты

По результатам снятия поляризационных кривых выявлено, что скорость коррозии основного металла составляет 0,11 мм/год, а скорость коррозии в основании язвы - 3,45 мм/год. В статье предполагается, что возможной причиной интенсификации язвенной коррозии оборудования явилось отсутствие доступа ингибитора коррозии к металлической поверхности вследствие наличия осадка тяжелой фракции жидких углеводородов при малой скорости потока. Практика опытно-промышленных испытаний показала, что очистка трубопроводов от отложений осадков и продуктов коррозии с последующим ингибированием приводит к значительному уменьшению язвенной коррозии.

spool was the working electrode and the platinum and silver chloride reference electrodes were supporting ones. Nitrogen purging of the medium was carried out. Polarization curves were recorded in potentiodynamic mode after two hours of the working electrode exposure to corrosive environment. The rate of corrosion was measured by means of potentiostat in compliance with the method of linear polarization resistance.

Results

Obtained polarization curves showed that the corrosion rate of base metal was 0.11 mm/year, and the rate of corrosion at the bottom of the pit was 3.45 mm/year.

The authors suggest that the accelerated pitting of equipment could be caused by that the corrosion inhibitor could not get to the metal surface due to deposition of the heavy fraction of liquid hydrocarbons at low flow rates. Pilot tests demonstrated that the cleaning of pipelines from deposits and corrosion products, and subsequent inhibition resulted in a significant reduction of the pitting corrosion.

Ключевые слова: ингибиторы коррозии, критическая длина трещины, язвенные поражения металла, сероводородсодержащие месторождения, промысловые нефтепроводы, поляризационные кривые, жидкие углеводороды

Key words: corrosion inhibitors, critical crack length, pitting of metal, hydrogen sulfide-containing fields, field pipelines, polarization curves, liquid hydrocarbons

Надежность металлического оборудования нефтегазовых сероводородсодержащих месторождений в значительной мере определяется эффективностью ингибиторной защиты. Ингибирование проводят после очистки трубопроводов и оборудования от осадков и продуктов коррозии, причем эффектив-

ность зависит не только от защитных свойств ингибиторов, но и от способа их доставки к защищаемой поверхности. В ингибированных сероводородсодержащих средах образуется пленка комплексного соединения, содержащая атомы железа, компоненты ингибитора и гидросульфидные группы. Она покрывает

кристаллы сульфида, препятствуя их растворению и перекристаллизации, обладает высокими защитными свойствами [1].

Известно, что важным фактором коррозии в гетерогенных средах является наличие неполярной фазы в нефти. Углеводородная фаза, практически инертная при низких температурах к металлу, аккумулирует повышенное по сравнению с водной фазой количество сероводорода [2, 3]. Это увеличивает потенциальную агрессивность гетерогенной системы в целом, обеспечивает диффузию и поддержание высокой концентрации агрессивных агентов на границе раздела «металл – электролит», следовательно, интенсивный процесс электрохимического разрушения металла и его наводороживания.

В лаборатории коррозии проведены испытания анализа металла, вырезанного из трубопровода Северо-Красноярского месторождения [4, 5, 6].

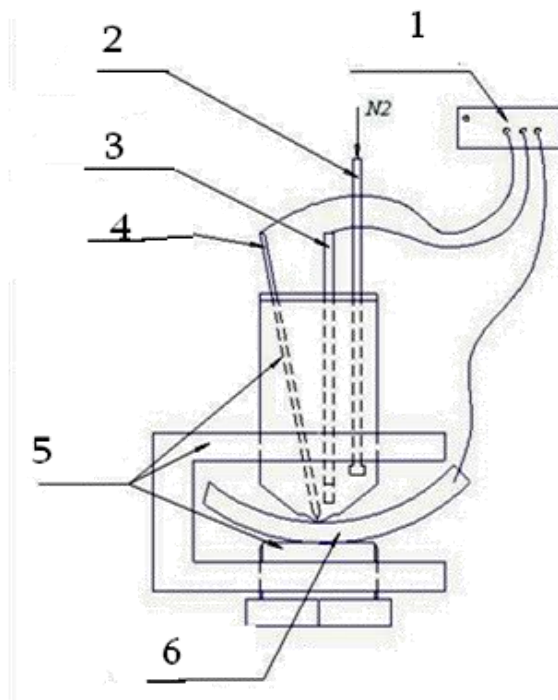
Цель испытаний – определение скоростей коррозии металла основания язвы и основного металла по нижней образующей трубопровода, а также выявление причин разрушения металла по нижней образующей внутренней поверхности трубопровода системы нефтесбора Северо-Красноярского месторождения.

Электрохимические коррозионные испытания проводили на прижимной ячейке, схематически изображенной на рисунке 1.

С помощью потенциостата измеряли значения потенциала, плотности тока коррозии и скорости коррозии [7, 8]. Использовали трехэлектродную электрохимическую систему, в которой рабочим электродом является образец, вырезанный из катушки трубопровода, в качестве вспомогательных служат платиновый и хлорсеребряный (ХС) электроды сравнения [9, 10, 11].

В качестве электролита использовали 3 %-ный раствор соли NaCl. Продувку среды осуществляли азотом.

Поляризационные кривые снимали в потенциодинамическом режиме после 2 ч экспозиции рабочего электрода в коррозионно-агрессивной среде [12].



- 1 - потенциостат; 2 - барбатер;
- 3 - вспомогательный электрод сравнения;
- 4 - электрод сравнения (ХС);
- 5 - прижимная ячейка;
- 6 - образец (исследуемый электрод)

Рисунок 1 - Схема лабораторной установки

На рисунке 2 показаны точки снятия электрохимических параметров на внутренней поверхности образца, вырезанного из трубопровода.

Были получены поляризационные кривые, изображенные на рисунке 3. Представлены графики изменения скорости коррозии во времени в точках замера № 1 и № 2. Замер скорости коррозии производили с помощью потенциостата по методу линейного поляризационного сопротивления [13, 14, 15]. На рисунке 4 приведены потенциодинамические поляризационные кривые, снятые в точках № 1 и № 2 на внутренней поверхности трубопровода.

По результатам коррозионных электрохимических испытаний определено, что скорость коррозии основного металла составляет 0,11 мм/год, скорость коррозии в основании язвы 3,45 мм/год.

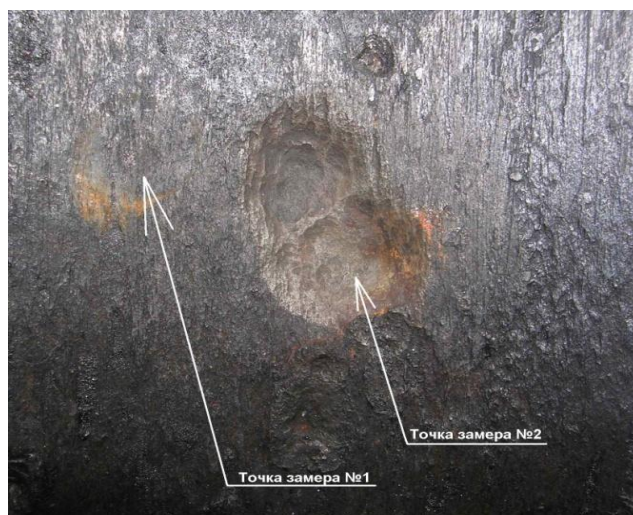


Рисунок 2 - Точки измерения электрохимических параметров по нижней образующей трубопровода

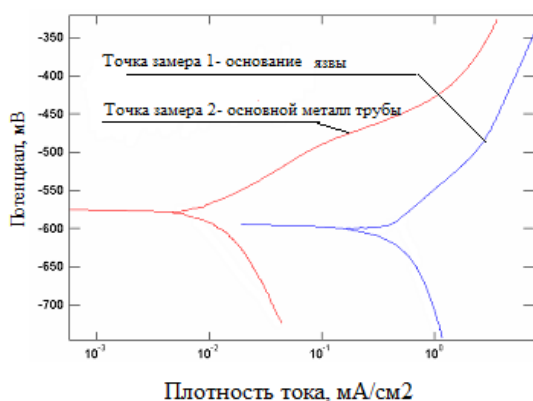


Рисунок 3 - Графики изменения скорости коррозии во времени в точках замера № 1 и № 2

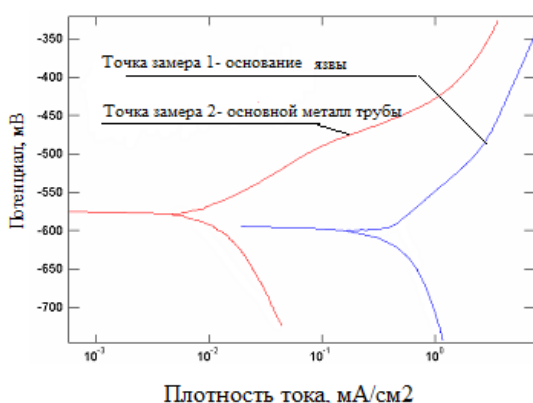


Рисунок 4 - Поляризационные кривые, снятые в точках № 1 и № 2

Проанализировав данные, представленные на рисунке 4, видно, что поляризационные кривые, снятые в основании язвы, смещены вправо от кривых, снятых на основном металле нижней образующей трубы. Учитывая, что ось абсцисс является логарифмической, то плотность тока коррозии, а соответственно и скорость коррозии в точке № 1, будут значительно превышать соответствующие параметры в точке № 2.

Выводы

1. Проведен анализ коррозионного состояния трубопровода системы нефтесбора Северо-Красноярского месторождения. Выявлены возможные причины разрушения металла на внутренней нижней образующей поверхности трубы.

2. Определено, что скорость коррозии основного металла составляет 0,11 мм/год, а скорость коррозии в основании язвы 3,45 мм/год.

3. Возможной причиной интенсификации язвенной коррозии оборудования является отсутствие доступа ингибитора коррозии к металлической поверхности вследствие наличия осадка тяжелой фракции жидких углеводородов при малой скорости потока. Практика опытно-промышленных испытаний показала, что очистка трубопроводов от отложенных осадков и продуктов коррозии с последующим ингибированием приводит к значительному уменьшению язвенной коррозии.

Литература

1. Гареева О.А., Ямилев М.З., Лягов А.В., Климов П.В. Повышение безопасности эксплуатации трубопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию // Нефтегазовое дело. 2011. Т. 9. № 2. С. 58-61.
2. Насибуллина О.А., Ямилев М.З., Биккинин А.И. Исследование эффективности применения ингибитора коррозии марки СОНКОР-9011 в условиях Западной Сибири // Технические науки - от теории к практике. Новосибирск: Изд-во СиБАК, 2015. №44. С. 70-76
3. Гареев А.Г., Чучкалов М.В., Климов П.В., Насибуллина О.А. Повышение безопасности эксплуатации газонефтепроводов в условиях коррозионно-механических воздействий. СПб.: Недра, 2012. 220 с.
4. Гареев А.Г., Насибуллина О.А., Ризванов Р.Г. Исследование особенностей коррозионного растрескивания под напряжением образца стали Х70, отобранного из очаговой зоны разрушения // Нефтегазовое дело. 2015. Т. 13. № 4. С. 244-248.
5. Насибуллина О.А. Оценка остаточного ресурса газопроводов из стали Х70 с учетом коррозионного растрескивания под напряжением. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. 24 с.
6. Гареев А.Г., Гареева О.А., Гараев И.Г., Климов П.В. Конструктивные недостатки применения металлопластмассовых труб на промыслах // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2010. Вып. 1 (79). С. 99-103.
7. Гареев А.Г. Основы коррозии металлов. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. 256 с.
8. Гареев А.Г., Насибуллина О.А., Ризванов Р.Г. Изучение коррозионного растрескивания магистральных газонефтепроводов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2012. № 6. С. 126-146. URL: http://ogbus.ru/authors/Gareev/Gareev_2.pdf.
9. Гареев А.Г., Худяков М.А., Кравцов В.В. Разрушение нефтегазового оборудования. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2010. 143 с.
10. Гареева О.А., Лягов А.В. Моделирование коррозионных трещин в программном комплексе ANSYS // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2009. С. 173.
11. Чучкалов М.В., Гареев А.Г. Влияние состояния от компрессорной станции на подверженность газопроводов различным типам КРН // Экспозиция нефть газ. 2013. № 4 (29). С. 74-77.
12. Насибуллина О.А. Оценка остаточного ресурса газопроводов из стали Х70 с учетом коррозионного растрескивания под напряжением: Дисс. ... канд. техн. наук. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012. 123 с.
13. Чучкалов М.В., Гареев А.Г. Прогнозирование долговечности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2014. Вып. 1 (95). С. 76-85.

References

1. Gareeva O.A., Yamilev M.Z., Lyagov A.V., Klimov P.V. Povyshenie bezopasnosti ekspluatatsii truboprovodov, podverzhennykh korrozionnomu rastreskivaniyu [Improved Safe Operation of Pipelines, Subject to Stress Corrosion Cracking]. *Neftegazovoe delo - Oil and Gas Business*, 2011. T. 9. № 2. S. 58-61. (in Russ.).
2. Nasibullina O.A., Yamilev M.Z., Bikkinin A.I. Issledovanie effektivnosti primeneniya ingibitora korrozii marki SONKOR-9011 v usloviyakh Zapadnoi Sibiri [Study of the Effectiveness of Sonqor-9011 Corrosion Inhibitor Use in Western Siberia]. *Tekhnicheskie nauki - ot teorii k praktike [Technical Sciences - from Theory to Practice]*. Novosibirsk, Izd-vo SibAK, 2015, No. 44, pp. 70-76. (in Russ.).
3. Gareev A.G., Chuchkalov M.V., Klimov P.V., Nasibullina O.A. *Povyshenie bezopasnosti ekspluatatsii gazonefteprovodov v usloviyakh korrozionno-mekhanicheskikh vozdeistvii* [Improved Safe Operation of Oil Pipelines in the Conditions of Corrosive and Mechanical Attack]. Saint-Petersburg, Nedra, 2012. 220 p. (in Russ.).
4. Gareev A.G., Nasibullina O.A., Rizvanov R.G. Issledovanie osobennostei korrozionnogo rastreskivaniya pod napryazheniem obraztsa stali Kh70, otobranogo iz ochagovoi zony razrusheniya [Study of Stress Corrosion Cracking of the Steel X70 Sample taken from the Focus Zone of Failure]. *Neftegazovoe delo - Oil and Gas Business*, 2015, T. 13, No. 4, pp. 244-248. (in Russ.).
5. Nasibullina O.A. *Otsenka ostatochnogo resursa gazoprovodov iz stali Kh70 s uchetom korrozionnogo rastreskivaniya pod napryazheniem* [Evaluation of Residual Life of X70 Steel Pipelines with Account for Stress Corrosion Cracking]. Ufa, Izd-vo UGNTU, 2012. 24 p. (in Russ.).
6. Gareev A.G., Gareeva O.A., Garaev I.G., Klimov P.V. Konstruktivnye nedostatki primeneniya metalloplastmassovykh trub na promyslakh [Constructive Drawbacks of Using Metal Plastic Pipes in the Field]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefiti i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2010, Issue 1 (79), pp. 99-103. (in Russ.).
7. Gareev A.G. *Osnovy korrozii metallov* [Fundamentals of the Metal Corrosion]. Ufa, Izd-vo UGNTU, 2011. 256 p. (in Russ.).
8. Gareev A.G., Nasibullina O.A., Rizvanov R.G. Izuchenie korrozionnogo rastreskivaniya magistral'nykh gazonefteprovodov [Study of Corrosion Cracking of Main Oil and Gas Pipelines]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» - Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2012, No. 6, pp. 126-146. URL: http://ogbus.ru/authors/Gareev/Gareev_2.pdf. (in Russ.).
9. Gareev A.G., Khudyakov M.A., Kravtsov V.V. *Razrushenie neftegazovogo oborudovaniya* [Failure of the Oil and Gas Equipment]. Ufa, Izd-vo UGNTU, 2010. 143 p. (in Russ.).
10. Gareeva O.A., Lyagov A.V. Modelirovanie korrozionnykh treshchin v programnom komplekse

14. Чучкалов М.В., Гареев А.Г. Влияние степени упрочнения сталей на их подверженность стресс-коррозии // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2014. № 1. С. 8-11.

15. Чучкалов М.В., Гареев А.Г. Прогнозирование долговечности газопроводов в условиях общей механохимической коррозии // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2012. Вып. 4 (90). С. 119-123.

ANSYS [Modeling of Corrosion Cracks Using ANSYS Program Complex]. *Truboprovodnyi transport: teoriya i praktika - Pipeline Transportation: Theory and Practice*, 2009, p. 173. (in Russ.).

11. Chuchkalov M.V., Gareev A.G. Vliyaniye rasstoyaniya ot kompressornoi stantsii na podverzhennost' gazoprovodov razlichnym tipam KRN [Influence of the Distance to Compressor Station on the Gas Pipeline Susceptibility to Various Kinds of SCC]. *Ekspozitsiya neft' gaz - Exposition Oil and Gas*, 2013, No. 4 (29), pp. 74-77. (in Russ.).

12. Nasibullina O.A. Otsenka ostatochnogo resursa gazoprovodov iz stali Kh70 s uchetom korrozionnogo rastreskivaniya pod napryazheniem: Diss. ... kand. tekhn. nauk [Evaluation of Residual Life of X70 Steel Pipelines with Account for Stress Corrosion Cracking: Cand. tekhn. sci. diss.]. Ufa: Izd-vo UGNTU, 2012. 123 s. (in Russ.).

13. Chuchkalov M.V., Gareev A.G. Prognozirovaniye dolgovechnosti magistral'nykh gazoprovodov, podverzhennykh korrozionnomu rastreskivaniyu pod napryazheniem [Service Life Prediction of Gas Pipelines Exposed to Stress Corrosion Cracking]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2014, Issue 1 (95), pp. 76-85. (in Russ.).

14. Chuchkalov M.V., Gareev A.G. Vliyaniye stepeni uprochneniya staley na ikh podverzhennost' stress-korrozii [Effect of the Extent of Hardening Steels on Their Susceptibility to Stress Corrosion]. *Transport i khraneniye nefteproduktov i uglevodorodnogo syr'ya - Transport and storage of petroleum products and hydrocarbons*, 2014, No. 1, pp. 8-11. (in Russ.).

15. Chuchkalov M.V., Gareev A.G. Prognozirovaniye dolgovechnosti gazoprovodov v usloviyakh obshchei mekhanokhimicheskoi korrozii [Predictive Modeling of Gas Pipelines Lifetime under Mechanochemical Corrosion]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2012, Issue 4 (90), pp. 119-123. (in Russ.).

Авторы

• Гареев Алексей Габдуллович, д-р техн. наук, профессор
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Профессор кафедры «Технология нефтяного аппаратостроения»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
тел. (347) 242-08-36
e-mail: ag.gareev@mail.ru

The Authors

• Gareev Aleksey G., Doctor of Technical Sciences, Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Professor of Petroleum Technology Equipment Chair
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
tel: (347) 242-08-36
e-mail: ag.gareev@mail.ru

• Насибуллина Оксана Алексеевна, канд. техн. наук
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Доцент кафедры «Технология нефтяного аппаратостроения»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
тел. (347) 242-08-36
e-mail: ksu33@bk.ru

• Nasibullina Oksana A., Candidate of Technical Sciences
Ufa State Petroleum Technological University
Assistant Professor of Petroleum Technology Equipment Chair
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
tel: (347) 242-08-36
e-mail: ksu33@bk.ru

• Ризванов Риф Гарифович, д-р техн. наук, профессор
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Заведующий кафедрой «Технология нефтяного аппаратостроения»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
тел. (347) 242-08-36
e-mail: rifriz@mail.ru

• Rizvanov Rif G., Doctor of Technical Sciences, Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Head of Technology of Oil Equipment Production Chair
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
tel: (347) 242-08-36
e-mail: rifriz@mail.ru

• Хажиев Айгиз Даянович
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Аспирант кафедры «Технология нефтяного аппаратостроения»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
тел. (347) 242-08-36
e-mail: Khazhiev@mail.ru

• Khazhiev Aigiz D.
Ufa State Petroleum Technological University
Post-Graduate Student of Petroleum Technology Equipment Chair
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
tel: (347) 242-08-36
e-mail: Khazhiev@mail.ru